

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

Doctorat en Sciences

Spécialité : Electrotechnique

Thème

**Commande non linéaire d'un système hybride
éolien-photovoltaïque à base de nouvelles structures en
électronique de puissance**

Présenté par :

Mr. BOUMEDIENE Bachir

Soutenue le 03/01/2022 devant le jury composé de :

NOM & Prénom	Grade	Établissement	Qualité
Mr. NEGADI Karim	Pr	Univ. Tiaret	Président
Mr. SMAILI Attallah	Pr	Univ. Tiaret	Rapporteur
Mr. ALLAOUI Tayeb	Pr	Univ. Tiaret	Co-Rapporteur
Mr. BOUDIAF Mohamed	MCA	Univ. Djelfa	Examineur
Mr. GUETTAF Yacine	MCA	Univ. El Bayedh	Examineur
Mr. YOUSFI Abdelkader	MCA	Univ. Khemis Miliana	Examineur

Remerciements

En tout premier lieu, je remercie **ALLAH**, le tout puissant, de m'avoir donné la force pour mener à bien ce travail. Je remercie tout particulièrement mon encadreur de thèse Monsieur **SMAILI Attallah** professeur à l'université Ibn Khaldoun-Tiaret, et mon co-encadreur Monsieur **ALLAOUI Tayeb** professeur à l'université Ibn Khaldoun-Tiaret pour leur soutien durant ces années de thèse. Je veux exprimer ma gratitude pour leurs qualités scientifiques et humaines dont il m'ont fait profiter à travers des remarques pertinentes, précieuses et constructives.

Je suis très honoré que Monsieur **NEGADI Karim** professeur à l'université Ibn Khaldoun-Tiaret, ait accepté d'assurer la responsabilité de présider le jury.

Toute ma reconnaissance va également à Monsieur, **BOUDIAF Mohamed** MCA à l'université de Djelfa, ainsi que Monsieur **GUETTAF Yassine** MCA à l'université d'El Bayedh. et Monsieur **YOUSFI Abdelkader** MCA à l'université de Khemis Meliana d'avoir accepté de participer en tant qu'examineurs.

Je remercie également tous mes amis qui ont contribué de près ou de loin pour réaliser ce travail, à savoir **Mr. Berkani.A**, **Mr. BEY.M**, **Mr. ARARIA.R**, **Mr. MEKHLOUFI.B**, **Mr. BOUAFIA.H**, **Mr. SAHLI.B**, **Mr. KOULALI.M** et **Mr. Elguerri.M**.

Mes remerciements vont également à tous les enseignants du département ST et ceux de la faculté des sciences appliquées qui n'ont pas cessé de m'encourager durant cette période. Ainsi que tous les membres de notre laboratoire **L2GEGI**.

Enfin, je suis très reconnaissant envers mes parents et tous mes frères ainsi que ma sœur. Je n'oublie pas aussi de saluer mon épouse pour son soutien et son aide lors de la préparation de ce modeste travail.

A mes très chers parents...

A mes très chères frères et ma sœur.

A mon épouse et mes enfants : Radjae, Abderrahmane et Mohamed Elhabib.

..

Table des matières

Remerciements	i
Liste des tableaux	vii
Table des figures	xii
Acronymes	xiii
Nomenclature	xiv
Introduction Générale	2
1 Introduction générale	2
I Généralités sur la chaine de conversion hybride	5
1 Introduction	6
2 Accès mondial à l'énergie durable	7
3 État d'exploitation des énergies renouvelables en Algérie	7
4 Développement des sources renouvelables	8
4.1 L'énergie solaire	9
4.2 L'énergie éolienne	10
4.2.1 Les modes d'exploitation de l'énergie éolienne	11
4.2.2 Principe de fonctionnement de l'éolienne	11
4.2.3 Configuration de l'éolienne	13
4.3 Les systèmes d'alimentations électriques hybrides	14
4.3.1 Définition et termes	14
4.3.2 Les différentes modes de fonctionnement des systèmes d'énergies renouvelables	15
4.3.3 Les différentes configurations des systèmes d'alimentation électrique hybrides	17
5 Avantages de la configuration système hybride avec stockage	22
5.1 Applications et avantages des SSE	23
6 Les topologies de couplage des systèmes hybrides avec le réseau	24
6.1 Couplage en courant continu (CC)	24
6.2 Couplage en Courant Alternatif (CA)	25
6.3 Couplage hybride	26
7 Les systèmes de gestion d'énergie	27

8	Quelques applications mondiales	28
9	Conclusion	30
II	Modélisation de la chaine de conversion hybride	31
1	Introduction	32
2	Modélisation de la chaine de conversion hybride	32
2.1	Modélisation d'éolienne	33
2.1.1	Modélisation de la vitesse du vent	33
2.1.2	Modélisation de la turbine éolienne	34
2.1.3	Modélisation de la Machine Synchrone à Aimants Permanents	36
2.2	Modélisation du panneau photovoltaïque	40
2.2.1	Model idéal	41
2.2.2	Modèle d'un panneau à une diode avec résistance shunt	41
2.2.3	Modèle à deux diodes (à deux exponentielles)	42
2.2.4	Modèle à une diode (implicite)	43
2.3	Paramètres d'une cellule photovoltaïque	44
2.3.1	Courant de court-circuit (I_{cc})	44
2.3.2	Tension de circuit-ouvert (V_{co})	45
2.4	Modélisation de l'élément de stockage (Batterie)	46
2.4.1	Modèle Électrique d'une batterie :	47
2.4.2	État de charge (SoC) & profondeur de décharge (DoD)	47
2.5	Modèle du convertisseur électronique de puissance	48
2.5.1	Modélisation du redresseur triphasé à diodes :	48
2.5.2	Modélisation du hacheur	49
2.5.3	Modélisation de l'onduleur	50
3	Conclusion	52
III	Nouvelles structures des convertisseurs statiques dans les SHPÉ	53
1	Introduction	54
2	Topologie du convertisseur de puissance pour un système PV/éolien	54
2.1	Configurations du système photovoltaïque	54
2.2	Convertisseurs d'électronique de puissance dans les systèmes d'énergie éolienne	61
2.2.1	Architectures de convertisseurs de puissance	61
2.2.2	Convertisseurs conventionnels à deux niveaux	62
2.2.3	Les convertisseurs de puissance multiniveaux	63
2.2.4	Convertisseurs multicellulaires	66
3	Stratégies de contrôle des systèmes de production d'énergie renouvelable hybride	68
4	Classification des convertisseurs multiniveaux	70

4.1	Étude du convertisseur statique T-Type	73
4.2	Architecture d'un onduleur de tension triphasé T Type	74
4.3	Topologie d'un onduleur de tension multicellulaire à cinq niveaux	80
5	Techniques de commande adoptées au système hybride d'énergie renouvelable .	85
5.1	Suivi du point de puissance maximum pour le système Photovoltaïque .	86
5.2	Techniques MPPT	86
6	Le réglage conventionnel par PI classique	92
7	Structure de contrôle en mode connecté au réseau	96
7.1	Stratégie de suivi de réseau pour les générateurs passifs	96
7.2	Stratégie de suivi de réseau pour le « Mode PQ »	98
7.3	Stratégie de répartition de puissance pour le « Mode PQ »	98
7.4	Contrôleur côté réseau et côté générateur	100
8	Résultats de simulations et discussions	101
9	Conclusion	104
IV	Contrôles avancés de la chaîne de conversion hybride PV/éolien	105
1	Introduction	106
2	Variables de contrôle du convertisseur côté réseau	107
2.1	La tension de référence du bus continu	108
2.2	Facteur de puissance du réseau	108
2.3	Motivation du point de vue des convertisseurs de puissance	110
3	Motivation du point de vue des techniques de contrôle	111
4	Contrôle du générateur photovoltaïque par la technique MPPT	112
5	Contrôle de la batterie	113
6	Techniques de contrôle avancé	114
7	Théorie du contrôle par mode glissant	117
8	Application du contrôleur à mode glissant pour le réglage de la tension continue	119
9	Conception du contrôleur backstepping	123
10	Algorithme de gestion d'énergie appliqué	127
11	Résultats de simulation et interprétation	128
11.1	Comparaison entre la commande classique PI et la commande non linéaire MG	134
12	Étude de défaut dans un système hybride raccordé au réseau	136
12.1	Simulation de la chaîne de production hybride en présence d'un défaut . .	137
13	Conclusion	140
	Conclusion Générale	142
	Annexe A	144

Bibliographie

153

Liste des tableaux

Tableau. I.1 : Différentes générations des panneaux solaires	10
Tableau. I.2 : Principaux projets dans le monde, couplant les Energies Renouvelables (EnR)	29
Tableau. III.1 : Aperçu de la configuration du système PV connecté au réseau . . .	55
Tableau. III.2 : Comparaison entre différentes topologies multiniveaux	76
Tableau. III.3 : Toutes les combinaisons d'états de commutation possibles pour un convertisseur multicellulaire à cinq niveaux	83
Tableau. III.4 : Comparaison entre différentes topologies multiniveaux	84
Tableau. III.5 : Comparaison des différentes stratégies MPPT pour le système PV	91
Tableau. A.1 : Paramètres du PV et GSAP	145
Tableau. A.2 : Paramètres de la batterie et Charge CA	146
Tableau. A.3 : Paramètres du convertisseur DC / DC Boost et onduleur a cinq niveau	146

Table des figures

Figure. I.1 : Accès à l'électricité mondiale [1]	6
Figure. I.2 : Chiffre clé de l'énergie électrique et du gaz en Algérie (date de mise à jour le 13/11/2020)	7
Figure. I.3 : Répartition des centrales des énergies renouvelables	8
Figure. I.4 : Participation des énergies renouvelables dans la production électrique	8
Figure. I.5 : Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.	11
Figure. I.6 : Éolienne a axe vertical	12
Figure. I.7 : Éolienne a axe horizontale en amont et en aval	12
Figure. I.8 : Différentes Terminologies des SAEH	15
Figure. I.9 : SAEH en mode isolé	16
Figure. I.10 : SAEH en mode connecté avec le réseau	17
Figure. I.11 : SAEH en mode connecté avec le réseau	18
Figure. I.12 : Topologie des convertisseurs statiques pour PV-système de stockage	19
Figure. I.13 : configuration hybride éolienne-diesel	20
Figure. I.14 : système hybride PV-éolien avec stockage batterie	22
Figure. I.15 : Différentes solutions des systèmes de stockage	23
Figure. I.16 : Topologie en CC	25
Figure. I.17 : Topologie en AC	25
Figure. I.18 : Topologie hybride	26
Figure. I.19 : Concept du système de gestion d'énergie	27
Figure. I.20 : Les fonctions principales d'un SGE	28
Figure. II.1 : Le système hybride de production d'énergie renouvelable avec stockage	33
Figure. II.2 : Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique	36
Figure. II.3 : Représentation schématique d'une machine synchrone.	37
Figure. II.4 : Représentation d'une MSAP dans le repère $(d - q)$	38
Figure. II.5 : Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes d et q	39
Figure. II.6 : Schéma électrique idéal d'un module photovoltaïque	41
Figure. II.7 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV relié à une charge	42
Figure. II.8 : Modèle électrique à deux diodes avec résistance shunt de la cellule PV	43
Figure. II.9 : Modèle électrique à une diode sans résistance shunt relié à une charge	43
Figure. II.10 : Description de l'intérieur d'une batterie	46

Figure. II.11 :circuit équivalente du batterie	47
Figure. II.12 :Schéma des convertisseurs électronique de puissance	48
Figure. II.13 :Schéma du redresseur à diodes.ac-dc	49
Figure. II.14 :schéma de principe de convertisseur Boost CC-CC	49
Figure. II.15 :Schéma de principe de l'onduleur triphasé de tension DC-DC	51
Figure. III.1 : Convertisseur statique à structure alternative	56
Figure. III.2 : Architecture des systèmes PV via des convertisseurs de puissance	56
Figure. III.3 :différentes topologies de système PV reliées aux convertisseurs de puissance	57
Figure. III.4 : Emplacement des convertisseurs de puissance pour différentes configurations du système PV	58
Figure. III.5 :Systèmes PV doté par des convertisseurs de puissance	59
Figure. III.6 : Emplacement des convertisseurs multiniveaux destinés aux systèmes PV	60
Figure. III.7 : Convertisseur unidirectionnel à deux niveaux pour turbine éolienne	62
Figure. III.8 : Convertisseur à deux niveaux back-to-back pour turbine éolienne	63
Figure. III.9 : Convertisseur à 3 niveaux à structure NPC back-to-back pour éolienne	64
Figure. III.10 :Convertisseur à trois niveaux back to back en pont H	65
Figure. III.11 :Convertisseur à cinq niveaux back to back en pont H	65
Figure. III.12 a,b Convertisseur multicellulaire parallèle (MC-PCC)a), b)	66
Figure. III.13 :Convertisseur en pont H en cascade avec transformateur moyenne fréquence	67
Figure. III.14 :Convertisseur multiniveaux modulaire	68
Figure. III.15 :Configuration proposée du système multi-sources avec batterie connectée au réseau électrique	69
Figure. III.16 :(a) Branche monophasée de l'onduleur triphasé à deux niveaux et (b) Sortie de l'onduleur à deux niveaux et THD	71
Figure. III.17 :Classification des onduleurs multiniveaux adaptés aux applications de micro-réseau en fonction du type de source continue requise	72
Figure. III.18 :(a) Branche monophasée de l'onduleur triphasé à deux niveaux et (b) Sortie de l'onduleur à deux niveaux et THD.	73
Figure. III.19 :Bras d'un onduleur monophasé à deux niveaux	74
Figure. III.20 : T_{a1} fermé et T_{a2} ouvert	75
Figure. III.21 :Architecture d'un onduleur triphasé T type à trois niveaux	76
Figure. III.22 :Bras d'un onduleur monophasé T type à trois niveaux	77
Figure. III.23 a) T_{a1} ON, T_{a2} OFF, T_{a3} ON et T_{a4} OFF, b) T_{a1} OFF, T_{a2} OFF, T_{a3} ON et T_{a4} OFF T_{a4} ou T_{a3} ouvert).	77
Figure. III.24 a) T_{a1} OFF, T_{a2} OFF, T_{a3} ON et T_{a4} ON, b) T_{a1} OFF, T_{a2} OFF, T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv. T_{a4} ouv.	78
Figure. III.25 a) T_{a1} ouv. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} fer, b) T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv. T_{a4} fer.	78

Figure. III.26 a) T_{a1} ouv. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} fer. b). T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv. T_{a4} fer	78
Figure. III.27 a) T_{a1} fer. et T_{a2} fer.. T_{a3} ouv, T_{a4} ouv., b) T_{a1} ouv. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} fer.	78
Figure. III.28 a) T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} ouv , b) T_{a1} fer. et T_{a2} fer, T_{a3} ouv. T_{a4} fer	79
Figure. III.29 :Structure d'un onduleur multicellulaire à cinq niveaux.	82
Figure. III.30 :Chemins de courant possibles d'un convertisseur multicellulaire à trois niveaux.	85
Figure. III.31 :Caractéristiques des panneaux photovoltaïques $I = f(v)$, $p = f(I)$ et $V = f(I)$	88
Figure. III.32 :Algorithme de gestion d'énergie de type P&O.	89
Figure. III.33 :Contrôle du rapport de vitesse de pointe de la chaine éolienne. . . .	90
Figure. III.34 :Contrôle de rétroaction du signal de puissance.	90
Figure. III.35 :Principe de contrôle HCS.	91
Figure. III.36 :Schéma fonctionnel du modèle linéarisé d'un GSAP avec réglage de vitesse PI et les contrôleurs actuels.	94
Figure. III.37 a) Profil du vent appliqué à la turbine; b)Vitesse de rotation de la GSAP.	95
Figure. III.38 a) Le coefficient de puissance C_p ; b)La puissance mécanique de la turbine.	95
Figure. III.39 a) Couple électromagnétique de la GSAP; b)Courant délivré par la GSAP.	96
Figure. III.40 a) Tension d'entrée b)Tension de sortie du convertisseur boost. . . .	96
Figure. III.41 :Stratégie de suivi du réseau d'un générateur PV avec une tension de bus continue variable pour MPPT.	97
Figure. III.42 :Stratégie de suivi du réseau d'un générateur PV avec un convertisseur côté générateur pour MPPT.	98
Figure. III.43 :Stratégie de suivi de réseau d'un générateur dispatchable en mode PQ. . .	99
Figure. III.44 :Stratégie de répartition de puissance d'un système HPWS pour le contrôle d'un onduleur.	99
Figure. III.45 :Contrôleurs CCR/CCG pour un système de conversion d'énergie éolienne.	100
Figure. III.46 :Tension de la batterie.	102
Figure. III.47 :Courant de la batterie.	102
Figure. III.48 :SOC de la batterie.	102
Figure. III.49 :les puissances de système(PV, éolienne, batterie et charge).	102
Figure. III.50 :Tension du bus continu.	103
Figure. III.51 :Courant triphasé à la sortie de l'onduleur.	103
Figure. III.52 :Zoom des courants triphasés à la sortie de l'onduleur ($t = 4.8 s$ à $5.2s$). . .	103

Figure. III.53 :Tensions triphasées à la sortie de l'onduleur.	103
Figure. III.54 :Agrandissement des tensions triphasées à le sortie de l'onduleur ($t =$ 0.80 s à 1.5 s)	104
Figure. IV.1 : Définition du flux de puissance entre la liaison continue et le réseau	109
Figure. IV.2 : Classification des convertisseurs de puissance à grande échelle utilisés dans les systèmes de génération hybride	110
Figure. IV.3 : Classification des techniques de contrôle utilisées dans les systèmes hybrides PV/ éolien	111
Figure. IV.4 : Convertisseur DC/DC boost avec la technique de contrôle MPPT. .	112
Figure. IV.5 : Contrôle de la batterie.	113
Figure. IV.6 : Schéma de commande par la logique floue utilisant SVM.	115
Figure. IV.7 : Schéma de contrôle du courant basé sur l'ANN.	116
Figure. IV.8 : Schéma de commande par la logique floue utilisant la modulation ANN.	116
Figure. IV.9 : Schéma de contrôle du courant en mode glissant utilisant SVM. . .	117
Figure. IV.10 : Contrôle par mode glissant de la tension continue, du courant pour la puissance active et réactive.	120
Figure. IV.11 : Schéma fonctionnel du contrôle par mode glissant de la tension continue	121
Figure. IV.12 : Schéma fonctionnel de la commande de courant par mode glissant .	122
Figure. IV.13 : Structure du contrôle d'équilibrage de la tension du condensateur de l'onduleur multicellulaire ($p = 4$).	123
Figure. IV.14 : Schéma fonctionnel du contrôle par backstepping non linéaire du courant pour la puissance active et réactive	126
Figure. IV.15 : Organigramme de gestion optimale d'énergie	127
Figure. IV.16 : Le système hybride de production d'énergie renouvelable avec stockage	129
Figure. IV.17 : Tension continue du circuit intermédiaire	129
Figure. IV.18 : Production d'électricité du système hybride sur le réseau sous un profil de demande de charge alternative variable	130
Figure. IV.19 : Zoom des puissances actives produites et demandée	130
Figure. IV.20 : État de charge global (SOC), tension et courant de la batterie . . .	131
Figure. IV.21 : Courant et tension à la sortie du générateur éolien	131
Figure. IV.22 : Irradiation, tension et courant du système PV	132
Figure. IV.23 : Courants triphasés à la sortie de l'onduleur	132
Figure. IV.24 : Zoom des courants triphasés à la sortie de l'onduleur ($t = 4.95 s$ à 5.10s)	132
Figure. IV.25 : Zoom des courants triphasés à la sortie de l'onduleur ($t = 0.99$ à $1.07s$)	132
Figure. IV.26 : Tensions triphasées à la sortie de l'onduleur	133
Figure. IV.27 : Agrandissement des tensions triphasées à le sortie de l'onduleur ($t =$ 0.96 s à 1.18 s)	133
Figure. IV.28 : Agrandissement des tensions triphasées à la sortie de l'onduleur ($t=5.26 s$ à $5.39 s$)	133

Figure. IV.29 :Analyse spectrale du courant de la phase A	133
Figure. IV.30 :Analyse spectrale de la tension de la phase A	134
Figure. IV.31 :Tensions triphasé de phase A contrôlé par PI-CMG	134
Figure. IV.32 :Zoom de Tensions triphasé de phase A contrôlé par PI-CMG ($t = 1.05$ à $1.14s$)	135
Figure. IV.33 :Courant triphasé de phase A contrôlé par PI-CMG	135
Figure. IV.34 :Zoom de courants triphasés de phase A contrôlé par PI-CMG ($t=3.93$ s à $4.0 s$)	135
Figure. IV.35 :Tension de la batterie	135
Figure. IV.36 :Puissance de batterie	135
Figure. IV.37 :Tension de bus continu	136
Figure. IV.38 :Puissance de PV	136
Figure. IV.39 :Puissance de générateur d'éolienne	136
Figure. IV.40 :Simulation de la chaîne de conversion hybride en présence d'un défaut	137
Figure. IV.41 :Allure du SOC de la batterie avec zoom en présence de défauts . . .	138
Figure. IV.42 :Tension du circuit intermédiaire en présence de défauts	138
Figure. IV.43 :Évolution des puissances actives générées et consommée en présence de défauts	138
Figure. IV.44 :Tension du bus continue en présence des défauts	138
Figure. IV.45 :Tensions triphasées côté réseau en présence des défauts	139
Figure. IV.46 :Agrandissement des tensions triphasées côté réseau en présence des défauts ($t = 3 s$)	139
Figure. IV.47 :Agrandissement des tensions triphasées côté réseau en présence des défauts ($t = 7 s$)	139
Figure. IV.48 :Courants triphasés côté réseau en présence des défauts	139
Figure. IV.49 :Agrandissement des courants triphasés côté réseau en présence des défauts ($t = 3 s$)	139
Figure. IV.50 :Agrandissement des courants triphasés côté réseau en présence des défauts ($t = 7 s$)	140

Acronymes

2L	Two-Level (Converter)
CA	Courant Alternative
CC	Courant Continu
CCR	Convertisseur Côté Réseau
PV	photovoltaïque
BTB	Back-To-Back
dq	Repère de PARK.
HT	Haute Tension
SHPE	Système Hybride PV/Éolienne.
SAEH	Système d'alimentation électrique hybride
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
RED	Ressources énergétiques distribuées
MADA	Générateur Asynchrone à Double Alimentation
SGE	Le système de gestion de l'énergie
GSAP	Géneratrice Sychrone à aimant permanant
SER	sources d'énergies renouvelables
MPPT	Poursuite du Point Puissance Maximale(Maximum Power Point Tracking)
PCC	Point Commun de Couplage
PI	Régulateur Proportionnel-Intégral
CMG	Contrôle du mode glissant
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
SCEE	Systèmes de Conversion d'Energie Eolienne
SPWM	Sinusoidal Pulse Width Modulation
SOC	l'état de charge de la batterie
SVM	Space Vector Modulation (Modulation Vectorielle Spatiale)
VSC	Voltage Source Inverter

Nomenclature

Symbole	description	Unité
C_p	Coefficient de puissance.	—
C_t	Coefficient de couple.	—
E_c	Énergie cinétique d'une masse d'air	J
f_v	Coefficient de frottement visqueux	—
J_t	Moment d'inertie de la turbine	$kg.m^2$
J_m	Moment d'inertie de la génératrice	$kg.m^2$
J	Moment d'inertie totale	$kg.m^2$
m	masse du volume d'air	kg
p	nombre de paires de pôles de la machine	—
P_m	Puissance mécanique au rotor ou la puissance de la turbine	W
P_v	Puissance contenue dans le vent	W
P_s	Puissance active de sortie du stator du générateur	W
Q_s	Puissance réactive de sortie du stator du générateur	VAR
r	Rayon de l'éolienne	m
S	Surface balayée par les pales	m^2
v_w	Vitesse du vent	m/s
\bar{v}_w	Vitesse moyenne du vent	m/s
β	Angle de calage	$^\circ$
Ω_r	vitesse de rotation de l'arbre du générateur	rad/s
Ω_m	Vitesse de rotation de l'arbre de la turbine	rad/s
λ	vitesse spécifique	—
ρ	Masse volumique de l'air.	kg/m^3
T_w	Couple aérodynamique de l'éolienne	Nm
T_{em}	Couple électromagnétique de la génératrice.	Nm
i_{as}, i_{bs}, i_{cs}	Courants de phases statoriques de la GSAP .	A
i_{ds}, i_{qs}	Courant statorique dans le repère dq de la GSAP .	A
L_{ds}, L_{qs}	Inductances de la MSAP dans le repère dq.	H
R_s	Résistance des phases statoriques du GSAP .	Ω

v_{as}, v_{bs}, v_{cs}	Tensions de phases statoriques de la GSAP .	V
v_{ds}, v_{qs}	Tensions statorique dans le repère dq du GSAP .	V
$\Psi_{as}, \Psi_{bs}, \Psi_{cs}$	Flux totaux traversant les bobines statoriques du GSAP .	Wb
Ψ_{ds}, Ψ_{qs}	Flux des aimants dans le repère dq du GSAP .	Wb
Ψ_f	Flux fourni par les aimants permanents du rotor.	Wb
U_{dc}	Tension de sortie de redresseur.	V
α	Rapport cyclique (duty cycle)	—
V_{dc1}	Tension d'entrée du hacheur boost.	V
V_{dc2}	Tension de sortie du hacheur boost.	V
V_L	Tension de l'inductance du hacheur boost.	V
T	Période de l'hacheur	s
t_{on}	Temps de conduction du hacheur	s

Introduction générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1 Introduction générale

La demande croissante d'énergie, les prix élevés de l'énergie, ainsi que les préoccupations concernant les effets sur l'environnement, la santé et le changement climatique, ont attiré de nombreux chercheurs et les collectivités à se lancer dans des études sur les énergies alternatives. De nombreuses études ont été faites pour utiliser des sources d'énergies renouvelables (par exemple, solaire, biogaz et éolienne) qui sont autonomes [1, 2, 3]. Parmi celles-ci, l'énergie solaire et éolienne qui sont deux des technologies de production d'énergie renouvelable les plus prometteuses. Pour l'énergie solaire ou éolienne l'alimentation est normalement utilisée dans les zones éloignées hors réseau où l'alimentation électrique est non disponible. L'inconvénient des systèmes d'alimentation autonomes utilisant des énergies renouvelables comme sources d'énergies est que leur disponibilité est affectée par les modèles quotidiens et saisonniers ce qui se traduit par des difficultés de régulation de la puissance de sortie vers la charge . Pour exemple, les vitesses quotidiennes fluctuantes du vent et la coupure du rayonnement solaire la nuit et les jours nuageux, conduit à des systèmes solaires et éoliens avec une faible fiabilité dans l'approvisionnement tout au long d'une journée [4, 5].

Étant donné que ni l'énergie solaire ni l'énergie éolienne ne sont disponibles constamment tout au long de la journée, du mois ou de l'année, les systèmes exclusifs d'énergie solaire ou éolienne ne peuvent pas être utilisés de manière autonome pour les installations électriques qui nécessitent puissance garantie constante. Une bonne alternative à cela est l'utilisation des systèmes hybrides en énergie [6].

Une limitation majeure de ces systèmes hybrides est l'exigence de contrôle pour une efficacité optimale. Les algorithmes de contrôle conventionnels nécessitent un modèle mathématique pour le système dynamique à contrôler. Le modèle mathématique est ensuite utilisé pour construire un contrôleur. Dans de nombreuses situations pratiques, cependant, il n'est

pas toujours possible d'obtenir un modèle mathématique précis du système contrôlé [2, 6].

Le contrôle des systèmes électriques hybrides a tendance à être une tâche complexe, étant donné que de tels systèmes ne peuvent pas être modélisés avec précision car ils sont composés d'un grand nombre de variables. Diverses méthodes d'optimisation et de gestion de l'énergie ont été rapportées dans la littérature. Les méthodes existantes présentent des inconvénients en termes d'efficacité, précision et flexibilité. Il existe donc un besoin de développer un contrôleur qui pallie ces inconvénients. Cette recherche a exploré les moyens d'améliorer l'efficacité et la bonne gestion du flux d'énergie dans un système hybride PV-éolien associé à une batterie de stockage en utilisant des techniques de contrôle non linéaire telles que la commande par mode glissant ou la technique backstepping [6].

Cette thèse est structurée en quatre chapitres.

Après une introduction générale, le premier chapitre donne les recherches bibliographiques sur l'état de l'art de l'énergie hybride (PV-éoliennes) à petite taille et à grande échelle (grande puissance), les différents éléments les constituant ainsi leur choix est présenté. Les différentes topologies et configurations du système d'énergie renouvelable hybride connecté au réseau, les avantages et les inconvénients de chaque architecture sont aussi présentées. À la fin de ce chapitre, un aperçu sur les problématiques, les objectifs, la méthodologie utilisée et les contributions sont énumérées.

Dans le deuxième chapitre, la modélisation d'une chaîne de conversion complète de l'énergie solaire et éolienne est détaillée. Ce chapitre permet de définir les principales caractéristiques et contraintes des générateurs PV et éoliennes. Ces contraintes permettent de définir les fonctionnalités requises pour ces applications et les contraintes sur le dimensionnement. L'état de l'art des différentes topologies du système photovoltaïque (PV) et des structures d'électronique de puissance dédiées à ces applications est présenté.

Dans le troisième chapitre, des nouvelles structures de convertisseurs statiques de l'électronique de puissance sont présentées en modélisant le convertisseur T-type à trois niveaux et le convertisseur multicellulaire à cinq niveaux, l'introduction de ces nouvelles structures a pour but d'améliorer la qualité de l'alimentation des sources d'énergie renouvelables connectées au réseau avec une extraction maximale de l'énergie des systèmes hybride éolienne et photovoltaïque (PV). Ce système est constitué d'éolienne à base de PMSG et un système photovoltaïque qui sont connectés aux charges et au réseau électrique. Des convertisseurs CC-CC (boost), AC-CC et une nouvelle approche d'extraction de MPPT côté PV et PMSG a

été élaborée. D'autres commandes ont été discuté pour augmenter l'efficacité et la rapidité du système ainsi que la réduction du coût et la minimisation de la taille, la commande vectorielle à base de PI anti-windup est utilisée pour contrôler l'écoulement de la puissance générée par l'éolienne, dans le but d'estimer la tension continue du bus continu et pour réduire les harmoniques. L'efficacité et la robustesse du système proposé sont démontrées par la performance des résultats de simulation par un réglage classique.

Dans le chapitre quatre, des nouvelles approches de contrôle pour améliorer les performances énergétiques sont présentées, ces nouveaux algorithmes sont basés sur le mode de glissant (Sliding Mode) et la technique backstepping en les comparant avec le contrôleur conventionnel PI, les deux méthodes sont appliquées à une station à trois sources d'énergie en fonctionnement normal et corrigent le défaut triphasé du côté réseau. Les résultats de simulations sont effectués à régime normal et sous l'effet de défaut ce qui a permis de valider l'utilité et la performance du contrôle par MG. Des tests de simulations sont effectués en validant la robustesse de la conception proposée, ainsi que les approches de contrôle développées. Enfin la conclusion générale de la thèse permet de faire une synthèse globale suivie de recommandations.



Généralités sur la chaîne de conversion hybride

Sommaire

1	Introduction	6
2	Accès mondial à l'énergie durable	7
3	État d'exploitation des énergies renouvelables en Algérie	7
4	Développement des sources renouvelables	8
4.1	L'énergie solaire	9
4.2	L'énergie éolienne	10
4.3	Les systèmes d'alimentations électriques hybrides	14
5	Avantages de la configuration système hybride avec stockage	22
5.1	Applications et avantages des SSE	23
6	Les topologies de couplage des systèmes hybrides avec le réseau	24
6.1	Couplage en courant continu (CC)	24
6.2	Couplage en Courant Alternatif (CA)	25
6.3	Couplage hybride	26
7	Les systèmes de gestion d'énergie	27
8	Quelques applications mondiales	28
9	Conclusion	30

1 Introduction

La capacité d'exploiter les énergies renouvelables dans le monde soit en mode isolé ou connecté avec le réseau public est impressionnante. Aujourd'hui, les sources d'énergies renouvelables représentent la solution la plus attractive des majorités des problèmes de production d'énergie électrique ou de l'approvisionnement des différentes abonnés par cette source indispensable dans la vie quotidienne. Si on veut détailler quelque problème lié à la production conventionnelle, on ne peut pas passer sans parler sur le taux d'émission de CO₂, le prix variable du gaz fossiles qui représente la première source de production et aussi le nombre des zones non électrifiées dans le monde qu'est estimé approximativement à 1.3 milliards comme montré dans la figure (I.1), c'est-à-dire 1 parmi les 7 personnes qui n'a pas d'électricité.

Cette interruption de l'alimentation des zones est expliquée par plusieurs facteurs tel que : la distance éloignée, les barrières naturelles, l'utilité de l'énergie dans ces zones, etc. . . . , ce qui limite le développement des pays.

Bien que les groupes diesel offre une solution pour ces zones éloignées, cette technique présente toujours des lacunes comme : le coût élevé des groupes électrogènes, le transport du diesel et son prix variable, la maintenance et l'âge de ces derniers, etc. . . .

De ce fait, les systèmes hybrides d'alimentation électrique basée sur les énergies renouvelables sont bien placés non seulement dans le marché mondial d'électricité, mais il devient un axe de recherche très intéressante dans les domaines d'énergie, de contrôle et d'optimisation.

Dans ce chapitre, nous sommes entraînés de présenter l'état de l'art des systèmes hybrides par ces différentes structures, techniques de commandes et de contrôle et exploitation.

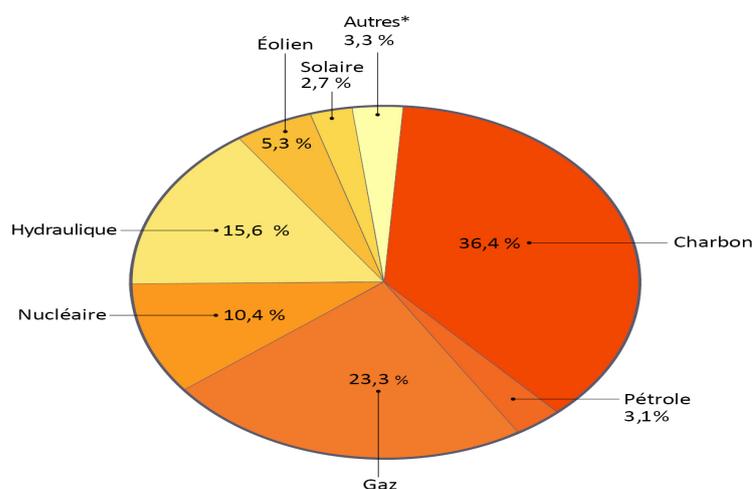


Fig. I.1 Accès à l'électricité mondiale [1]

2 Accès mondial à l'énergie durable

D'après les statistiques mondiales, 1.7 billions de la population mondiale n'a pas d'électricité, or 2.8 billions ont continue toujours a utilisé des sources non conventionnel pour la production d'énergie, la majorité de cette population se trouve dans les pays d'Afrique subsaharienne et les pays d'Asie en voie de développement [1, 7, 8]. La situation d'énergie électrique en Algérie peut être exposée sur la base des chiffres présentés par le leader d'électricité qu'est la Sonelgaz, comme le montre la figure (I.2) [9], avec plus de 76027 GWh de production, 90 % de le population est bien alimenté, les 10 % qui reste n'ont pas encore électricité, ils sont situés principalement dans le sud du pays et ainsi dans les zones montagneuses et éloignées.



Fig. I.2 Chiffre clé de l'énergie électrique et du gaz en Algérie (date de mise à jour le 13/11/2020)

3 État d'exploitation des énergies renouvelables en Algérie

Malgré le taux d'électrification en Algérie, qui est en évolution, le développement et l'exploitation des sources renouvelables dans la production nationale reste très limité, plusieurs projets ont été lancés depuis longtemps, tel que le projet DESERTEC [10, 11], programme efficacité énergétique, etc. ... mais tous ces projets étaient annulés à cause de certains problèmes logistiques. D'après le Centre Régional du Conduite du Système Électrique d'Adrar, un système de production hybride est installé dans cette zone, La consistante électrique du système du pôle In-Salah/Adrar/Timimoune, peut se décomposer en [12, 13] :

- ✓ Unités de production thermiques (conventionnelles)

- ✓ Installations de production renouvelables,

La Répartition des centrale d'énergies renouvelables du Type PV et éoliennes dans cette zone est illustrée dans la figure (I.3) ci-dessous



Fig. I.3 Répartition des centrales des énergies renouvelables

Le taux de participation de ces centrales dans l'alimentation des abonnés dans cette zone en 2017 est montré dans la figure (I.4) [14], il s'avère très clair qu'il reste encore un très long chemin pour qu'on puisse parler d'un vrai apport des sources renouvelables dans la production nationale.

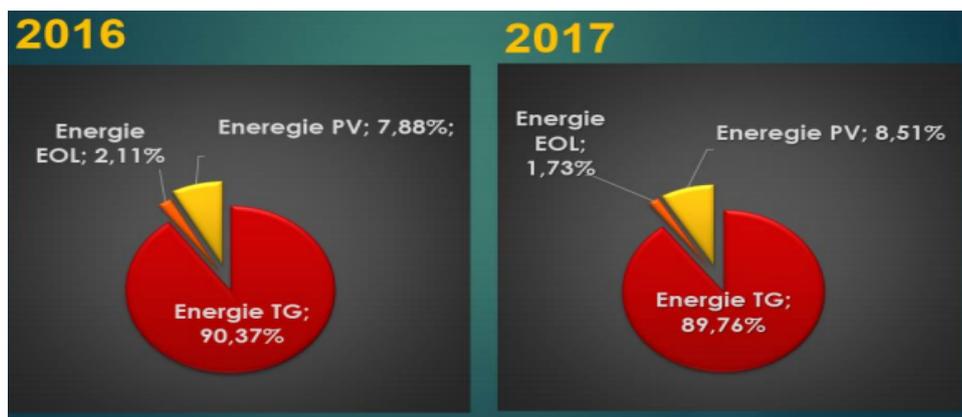


Fig. I.4 Participation des énergies renouvelables dans la production électrique

4 Développement des sources renouvelables

L'utilisation des ressources énergétiques renouvelables génère non seulement une énergie utile, mais contribue également à l'atténuation du changement climatique [15]. Le développe-

ment énergétique en Algérie a été toujours lent et la production actuelle ne couvre qu'un dixième de la demande totale. Bien que de multiples ressources énergétiques renouvelables existent, en raison de la diversité et des conditions climatiques de notre pays, tous les types de systèmes énergétiques ne peuvent pas être développés ensemble. Le gouvernement semble perplexe quant au choix de la meilleure parmi les alternatives, car toutes les alternatives semblent importantes et réalisables. Il devient très important de leur donner la priorité en fonction des besoins des populations, de la disponibilité des ressources, des capacités techniques et du respect de l'environnement. En outre, il est également crucial d'identifier tous les acteurs influençants qui ont des impacts majeurs sur le développement des systèmes énergétiques en Algérie. Comme les alternatives les plus importants qui pourraient être exploités en Algérie c'est l'énergie solaire en premier lieu et l'énergie éolienne. En effet, une combinaison entre ces ressources peut être adoptée, le système devient dans ce cas là hybride, il sera discuté, présenté et modélisé dans ce qui suit.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les développements des différentes technologies des sources renouvelables en l'occurrence le solaire et l'éolienne.

4.1 L'énergie solaire

L'énergie solaire peut être utilisée principalement pour la production de la chaleur et de l'électricité. L'Agence internationale de l'énergie montre, dans une étude comparative sur la consommation mondiale d'énergie, qu'en 2050, l'installation de panneaux solaires fournira environ 45 % de la demande énergétique mondiale [14, 16, 17]. L'énergie solaire est l'une des sources d'énergie renouvelables les plus importantes qui joue un grand rôle dans la fourniture de solutions énergétiques surtout dans un pays comme l'Algérie. Le système photovoltaïque (PV), se caractérise par la conversion de l'irradiation solaire en électricité par l'absorption des photons [18]. Il existe plusieurs technologies liées aux systèmes PV, selon leur génération, le tableau I.1 ci-dessous montre les 3 principales catégories :

Première génération (silicium cristallin)	mono cristalline	<ul style="list-style-type: none"> • Matériau semi-conducteur très purifié (silicium) • Cher en raison de sa grande pureté • Très durable et stable
	mono cristalline	<ul style="list-style-type: none"> • Pureté inférieure à 1 non cristallin • Occuper $\frac{2}{3}$ du marché mondial de la première génération

Deuxième génération (couche mince)	Silicium amorphe	<ul style="list-style-type: none"> • Convient aux surfaces courbes • Il est fait d'un matériau conducteur en Si
	Multi-jonction	<ul style="list-style-type: none"> • Formé de silicium a-Si et microcristallin plus stable que le silicium amorphe
	Groupe d'éléments III-V	<ul style="list-style-type: none"> • Se composent principalement de TrCd (tellure de cadmium) le plus économique et fabriqué en deuxième génération
Troisième génération	Concentré	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite des lentilles pour condamner de la lumière du soleil à la cellule solaire et produire de l'électricité
	Dye sensibilisée	<ul style="list-style-type: none"> • utilise des cellules solaires photo-électrochimiques de structures semi-conductrices existant entre l'anode photo-sensibilisée et l'électrolyte
	Organique	<ul style="list-style-type: none"> • Composé de jonction p-n organique ou polymère principalement perlyène et phtalocyanine. • N'ont pas de charge électrique nette lorsque les excitons se diffusent dans la zone entre la jonction p-n, ils se séparent et forment des électrons et des trous libres, et deviennent prêts à créer un champ électrique lorsqu'ils sont connectés à la charge

Tableau I.1 – Différentes générations des panneaux solaires

4.2 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée ; la production d'électricité par cette énergie s'est considérablement développée dans le monde entier ; ceci est principalement due à [19] : Produire une énergie propre, trouver une source d'énergie durable alternative aux combustibles fossiles et la baisse constante de son coût de production, qui est estimé aujourd'hui autour de 80 €/MWh pour les éoliennes terrestres selon l'association européenne de l'énergie éolienne EWEA. L'énergie éolienne est une source d'énergie qui dépend du vent. Le soleil chauffe inégalement la Terre, ce qui crée des zones de températures et de pressions atmosphériques différentes tout autour du globe terrestre. De ces différences de pression naissent des mouvements d'air, appelés vents. Cette énergie permet de produire de l'électricité dans des éoliennes, appelées aussi aérogénérateurs, grâce à

la force du vent. Un aérogénérateur, est un dispositif qui permet la conversion d'une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. La figure (I.5) représente la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

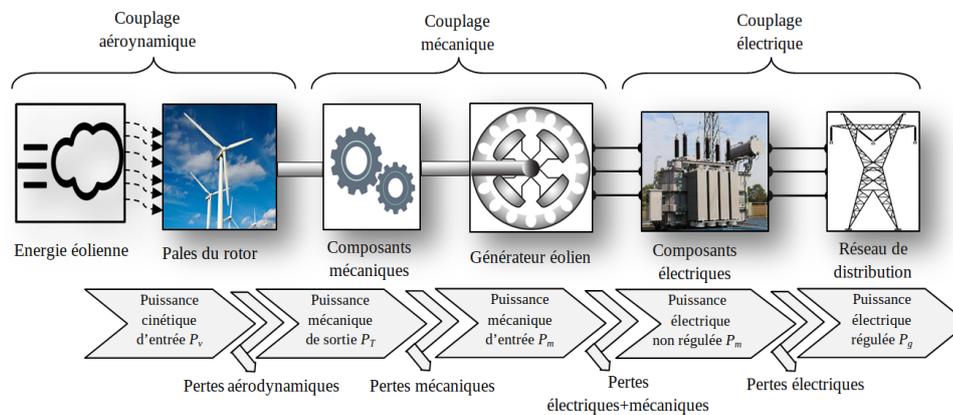


Fig. I.5 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

Une éolienne est composée de 4 parties :

- Le mât
- L'hélice (rotor)
- La nacelle qui contient l'alternateur producteur d'électricité
- les lignes électriques qui évacuent et transportent l'énergie électrique (lorsqu'elle est raccordée au réseau)

4.2.1 Les modes d'exploitation de l'énergie éolienne

Les éoliennes terrestres dites « onshore » sont installées sur la terre.

Les éoliennes dites « offshore » sont installées en mer.

On distingue par ailleurs deux types d'installations :

Industrielles : les grands parcs éoliens (ou « fermes éoliennes ») raccordés au réseau électrique ;

Domestiques : des petites éoliennes installées chez les particuliers.

4.2.2 Principe de fonctionnement de l'éolienne

Sous l'effet du vent, l'hélice se met en marche, ses pales tournent. Le rotor (hélice) est situé au bout d'un mât car les vents soufflent plus fort en hauteur, le mât varie entre 10 et

100 m de hauteur. Le rotor comporte souvent 3 pales, mesurant entre 5 et 90 m de diamètre. Pour faire tourner l'hélice, il faut une vitesse minimale d'environ 10 à 15 km/h. Pour des raisons de sécurité, l'éolienne s'arrête automatiquement de fonctionner quand le vent dépasse 90 km/h. La vitesse optimale est de 50 km/h. L'hélice entraîne un axe dans la nacelle relié à un alternateur. Grâce à l'énergie fournie par la rotation de l'axe, l'alternateur produit un courant électrique alternatif [19, 20].

Les turbines éoliennes sont ainsi classées selon l'orientation de leurs axes de rotation par rapport à la direction du vent. Il existe deux types :

- Les turbines éoliennes à axe de rotation horizontal : multipale à vitesse lente, tripale ou bipale à vitesse rapide (figure (I.6)),
- Les turbines éoliennes à axe de rotation vertical : type Savonius, type Darrieus, (figure (I.7)) etc.

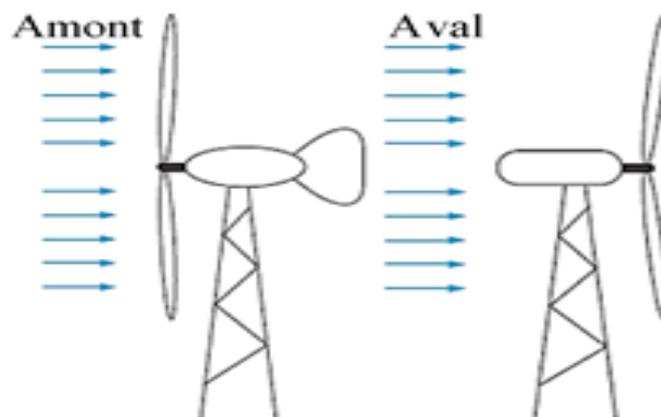


Fig. I.6 Éolienne à axe vertical .

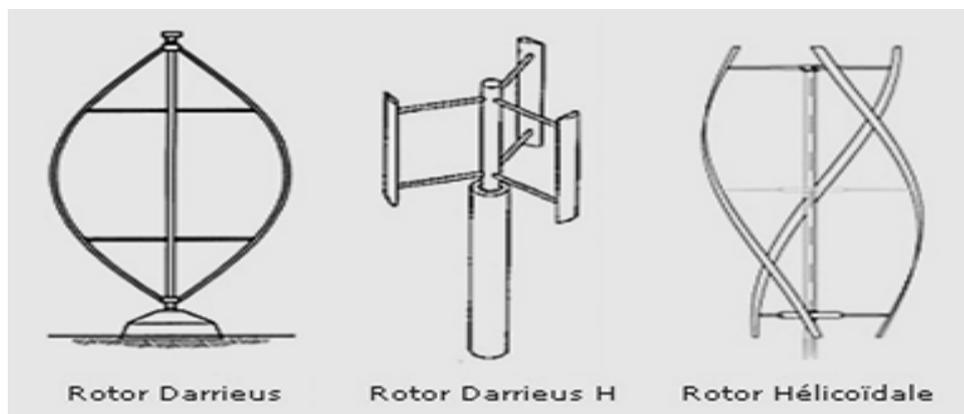


Fig. I.7 Éolienne à axe horizontale en amont et en aval

4.2.3 Configuration de l'éolienne

La configuration des éoliennes détermine leur capacité de régulation en vitesse et en puissance. La nature de leur partie électrique et de leur connexion au réseau définit si l'éolienne est à vitesse fixe ou à vitesse variable.

a). Éoliennes à vitesse fixe : Ce sont les premières éoliennes qui ont été mises en œuvre, elles reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique. Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante autour de la vitesse de synchronisme imposée par la fréquence du réseau. Les éoliennes à vitesse fixe sont généralement équipées d'un système de régulation par décrochage aérodynamique « Stall control ». La forme des pales conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent. Cela empêche le rotor d'accélérer quand le vent est violent et la puissance captée est alors réduite. Les éoliennes à vitesse fixe sont utilisées principalement pour de faibles puissances (généralement inférieures à 1 MW). Elles sont appréciées pour leur robustesse et leur simplicité mécanique facilitant la maintenance. Par contre la puissance extraite n'est pas optimisée (vitesse fixe), le coût de maintenance essentiellement imputé au multiplicateur est élevé et la puissance réactive n'est pas contrôlée (uniquement compensée). Par ailleurs la connexion directe de la génératrice au réseau entraîne une très forte sensibilité lors de la présence de défaut sur celui-ci [19].

b). Éoliennes à vitesse variable : Les éoliennes à vitesse variable sont actuellement les plus utilisées dans l'industrie. Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. L'avantage principal d'opérer la turbine à vitesse variable est de maximiser la capture de l'énergie disponible dans le vent. On distingue deux types d'éoliennes à vitesse variable, classés en fonction de la plage de variation de vitesse qu'elles peuvent couvrir. Éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation (**MADA**) et Éolienne à base de machine synchrone à aimant permanent (**MSAP**) Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparés aux générateurs à vitesse fixe sont les suivants :

- Elles augmentent la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance est intercepté. Indirectement la disponibilité et la puissance générée du système sont augmentées.

- Elles utilisent un système d'orientation des pales assez simplifié. En effet, la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de la vitesses du vent élevée. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe.
- Elles réduisent les efforts mécaniques de par le fait que lors de la variation du profil du vent, la vitesse de la turbine est adaptée. La flexibilité ainsi créée permet de réduire l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée pour cette plage de fonctionnement.
- Elles réduisent le bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est alors lente.
- Elles permettent une meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

4.3 Les systèmes d'alimentations électriques hybrides

Les systèmes d'alimentations électriques hybrides (SAEH) peuvent être trouvés sous différents termes et définitions et également considérés comme faisant partie du concept général des ressources énergétiques distribuées (RED) ou de production décentralisée (DG).

4.3.1 Définition et termes

Plusieurs définitions peuvent être trouvés dans la littérature pour désigner les SAEH, et plus d'une centaine d'articles ont été identifiés, définissant le SAEH sous une terminologie différente. La plupart d'entre eux font référence à l'hybridation de systèmes énergétiques conventionnels introduisant des sources d'énergies renouvelables comme alternatives à une connexion au réseau [21, 22]. La terminologie va des termes les plus généraux de sources d'énergies renouvelables (SER) aux plus techniques.

En se basant sur les différentes termes, on peut définir les SAEH's comme étant des systèmes électriques intégrant des sources d'énergies renouvelables avec un système de stockage d'énergie, des charges et un réseau (parfois facultatif), ayant la capacité de fonctionner de manière autonome.

Vous pouvez aussi trouver les SAEH's sous différentes termes tels que : système d'énergie (ou d'alimentation) hybride autonome, alimentation isolée, distant, en îlot, système hybride,

système d'énergie (ou d'alimentation) hybride, micro-réseaux, mini-réseaux ou systèmes d'alimentation autonomes, etc.

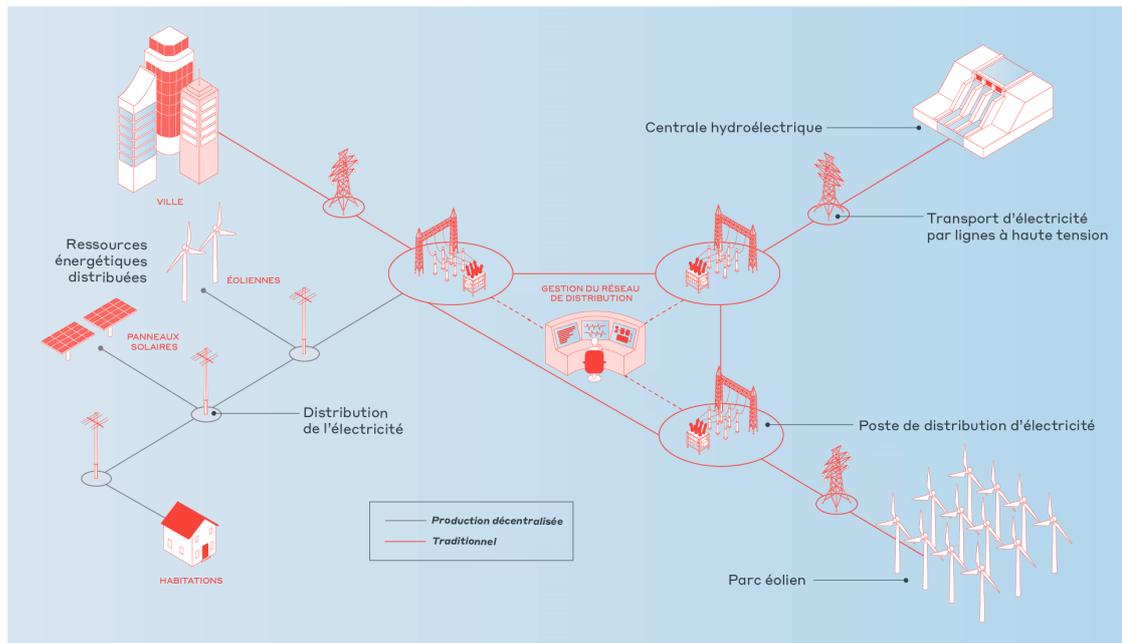


Fig. I.8 Différentes Terminologies des SAEH

Comme on peut le constater sur la figure (I.8), on trouve aussi une littérature analogue pour ces systèmes sous les termes de ressources énergétiques distribuées (RED) ou de production décentralisée (DG), entre autres comme décrit ci-après.

4.3.2 Les différents modes de fonctionnement des systèmes d'énergies renouvelables

Selon la position de ces systèmes par rapport au réseau public, deux modes peuvent classer les SAEH's

a). Mode autonome, isolé ou îloté :

Il se base sur l'intégration de plusieurs systèmes de production, avec au moins un système renouvelable (photovoltaïque (PV), éolien, diesel, hydrogène, pile à combustible ...) et un système de stockage en option (batterie par exemple). Ces hybridations par combinaison de plusieurs systèmes de production et un stockage optionnel prennent des configurations très différentes [22, 23].

Contrairement aux installations raccordées au réseau de distribution qui bénéficient d'une puissance quasi illimitée car alimentés par des générateurs de forte puissance (barrage hydro-

électrique, centrale nucléaire, centrale au fuel ou au charbon...) avec les pertes réseau qu'on peut imaginer, la philosophie propre aux systèmes autonomes est de satisfaire seulement et localement les besoins d'un utilisateur, après avoir défini son profil de consommation.

Que ce soit dans les pays les plus reculés ou défavorisés, où le développement et la stabilité des réseaux sont une réelle problématique, que ce soit dans les pays industrialisés où l'architecture actuelle des réseaux ne rime pas forcément avec la demande graduelle en matière d'énergie, ou que ce soit purement et simplement par conviction environnementale, les sites autonomes via l'utilisation des énergies renouvelables qui sont le soleil, l'eau et le vent, permettent aujourd'hui avec l'évolution des technologies, de répondre à bon nombre de contraintes liées à l'autonomie énergétique [22]

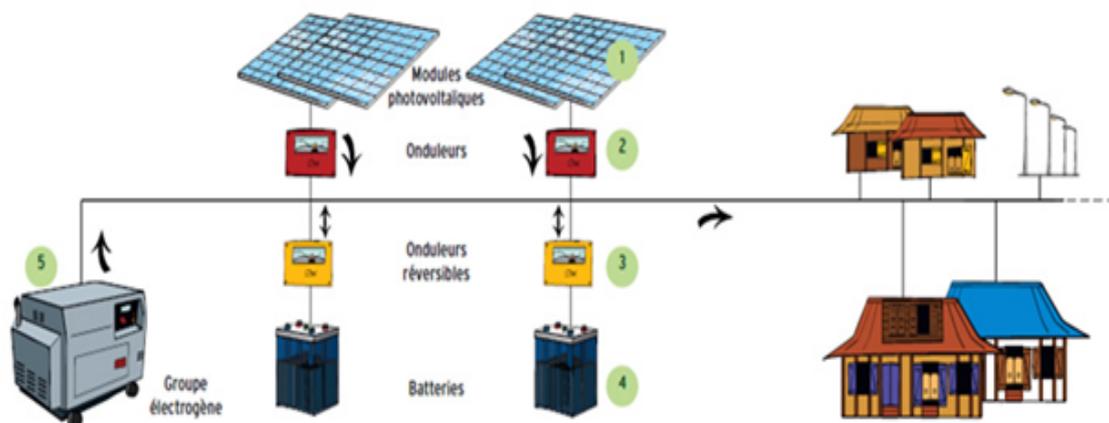


Fig. I.9 SAEH en mode isolé

b). Mode connecté avec le réseau :

Connu sous le nom de micro-réseau, ce mode est constitué de plusieurs sous-systèmes de production de l'électricité comportant au moins une source renouvelable et caractérisé aussi par une connexion unique au réseau public en un point appelé point de couplage commun (PCC). Cette connexion agit comme un interrupteur qui permet de « débrancher » ce dernier du réseau public. En cas de panne par exemple, il peut temporairement fonctionner de façon autonome, en « îlot » [24].

Comme indiqué dans la figure (I.10), ce mode présente un problème majeur qui est la gestion complexe, un grand nombre d'informations doit être géré et analysé en même temps, pour cela, des systèmes de gestion des réseaux électriques ont été développés afin de remédier à ce problème de gestion qui seront présentés dans ce qui suit de ce chapitre [22].

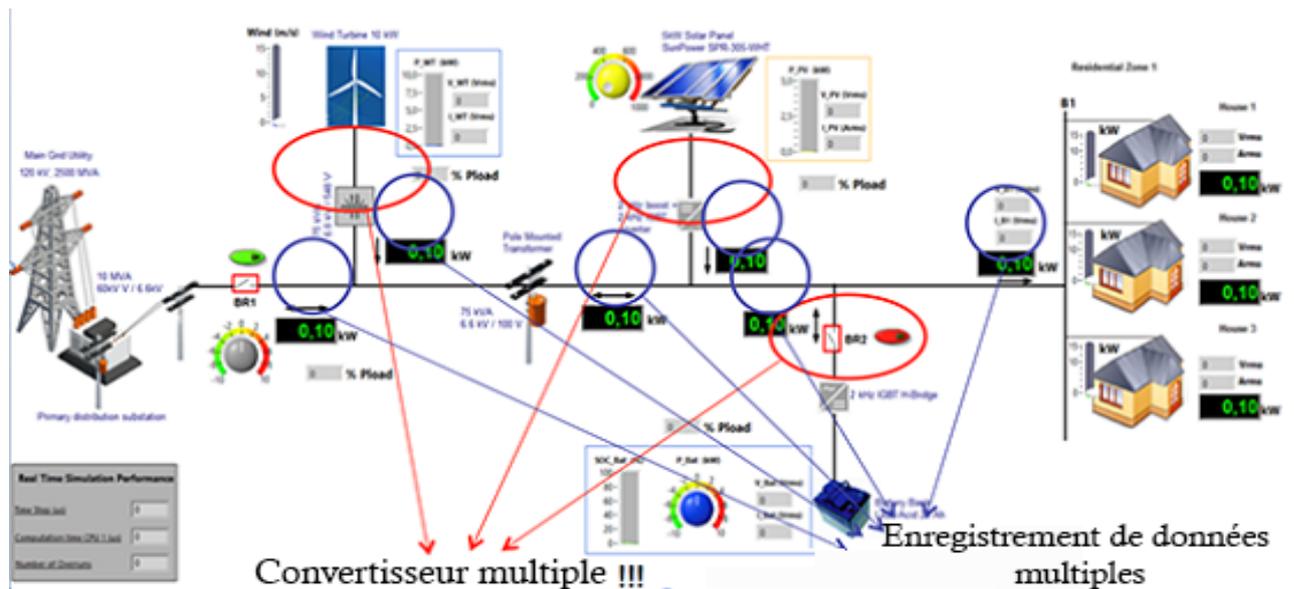


Fig. I.10 SAEH en mode connecté avec le réseau

4.3.3 Les différentes configurations des systèmes d'alimentation électrique hybrides

Il existe plusieurs type des systèmes électriques hybrides qui dépendent essentiellement de la nature des sources intervenant dans la production d'électricité. De notre part et comme nous avons choisi le système hybride basé sur les deux énergies solaire et éolienne, nous allons expliciter dans cette partie uniquement ces deux configurations.

a). Configuration PV- système stockage

Le couplage des panneaux solaires et du stockage d'énergie est inévitable et particulièrement utilisé en force dans les lieux sans accès au réseau électrique (désert). Cette combinaison doit être modulaire, offrant la possibilité de faire évoluer le système si la demande énergétique augmente, mais également facile à installer et conviviale. Ces exigences sont assurées par l'emploi module PV avec batterie intégrée (PBIM) en tant que solution potentielle pour les applications autonomes [22, 24].

Des recherches antérieures ont traité de la combinaison du panneau PV, des systèmes de stockage et de l'électronique de puissance. Cette idée a été initialement suggérée en 2008 [25], puis développée ensuite à partir de cette année [26]. Une analyse de faisabilité du point de vue de la gestion thermique a été réalisée dans [26]. Cependant, des études récentes ont jugés la faisabilité de cette approche (PV-Batterie) dans le cadre du SAEH pour les pays en voie

de développement, en se concentrant sur le dimensionnement des composants, les pertes des systèmes pour un profil de charge particulier, le vieillissement que le pack batterie subit, etc La figure I.11 montre certaines configurations relatives à la combinaison PV-système de stockage [27].

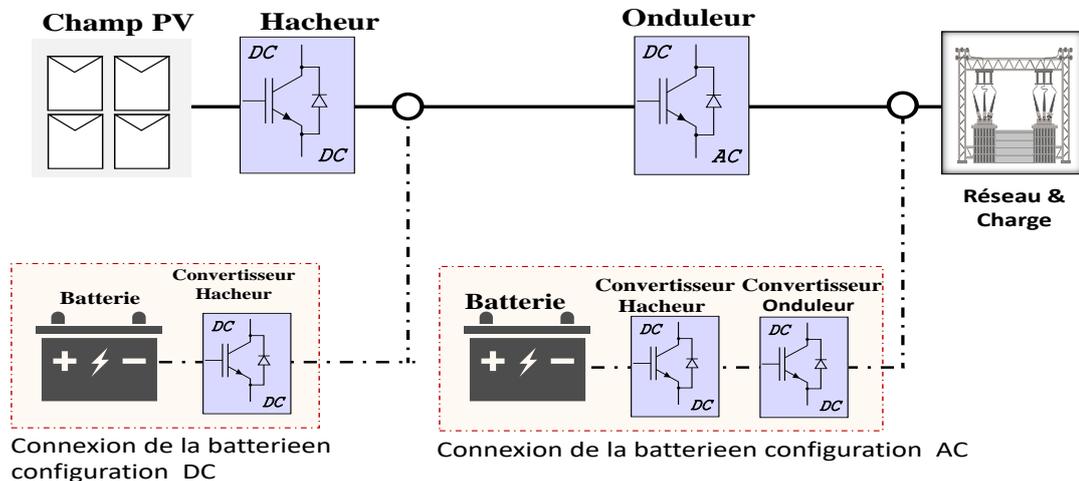


Fig. I.11 SAEH en mode connecté avec le réseau

Pour les convertisseurs statiques, de nombreuses topologies en électronique de puissance qui intègrent des systèmes PV et systèmes de stockage ont été proposées [16, 28]. La figure I.12 montre les quatre architectures dominantes pour intégrer PV et système de stockage avec les flèches rouges indiquant la direction du flux d'énergie [29]. L'architecture la plus courante, qui comprend un convertisseur CC-CC séparé pour les systèmes hybrides avec ou sans stockage avec un deuxième étage inverseur CC-CA, est illustrée sur la figure (I.12 (a)). La deuxième architecture la plus commune est la batterie intégrée à l'architecture de liaison CC comme le montre la figure (I.12 (b)), où le convertisseur CC-CC de batterie est éliminé. La figure (I.12 (c)) montre une architecture de batterie en CA, où la batterie est intégrée dans le côté CA à l'aide d'un onduleur séparé. Chaque architecture présente des avantages et des inconvénients.

Le convertisseur multi-niveaux illustré sur la figure (I.12 (d)) résout de nombreux défis posés par les topologies illustrées sur les figures (I.12 (a), (b) et (c)), et offre ainsi une solution viable au système PV avec batterie intégrée relié au réseau ou autonome [29, 30]. Sur la base de ce constat, nous choisissons d'employer un convertisseur multi-niveaux pour faire

fonctionner notre système hybride qui sera décrit en détail dans le chapitre suivant.

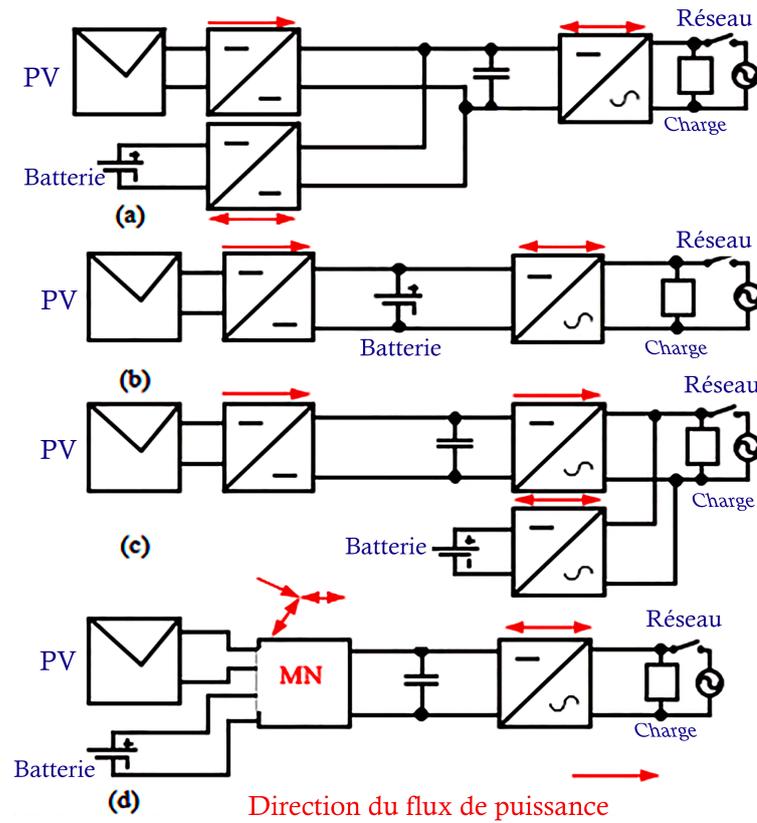


Fig. 1.12 Topologie des convertisseurs statiques pour PV-système de stockage

b). Configuration Éolienne- diesel :

La combinaison entre les générateurs d'éoliennes et de groupes électrogènes à moteur diesel offre un système hybride potentiellement rentable. Cette combinaison est utilisée dans de nombreuses applications autonomes et connectées au réseau [31]. Un système éolien / diesel est un système de production d'électricité autonome utilisant des éoliennes et un générateur diesel dans lequel l'impact de l'éolienne sur le fonctionnement du système peut être important [32]. La figure (1.13) représente une telle configuration éolienne/ diesel qui se compose généralement d'une ou plusieurs éoliennes, un générateur diesel, un système de stockage et un autre pour la gestion d'énergie.

L'ensemble est connecté à une charge alternative. En général, il existe trois modes d'emploi pour un système hybride éolienne-diesel [33, 34] :

1. La puissance maximale de l'éolienne est toujours nettement inférieure à la charge du système.

2. La puissance de l'éolienne est souvent approximativement la même que la charge du système.
3. La puissance de l'éolienne est souvent nettement supérieure à la charge du système.

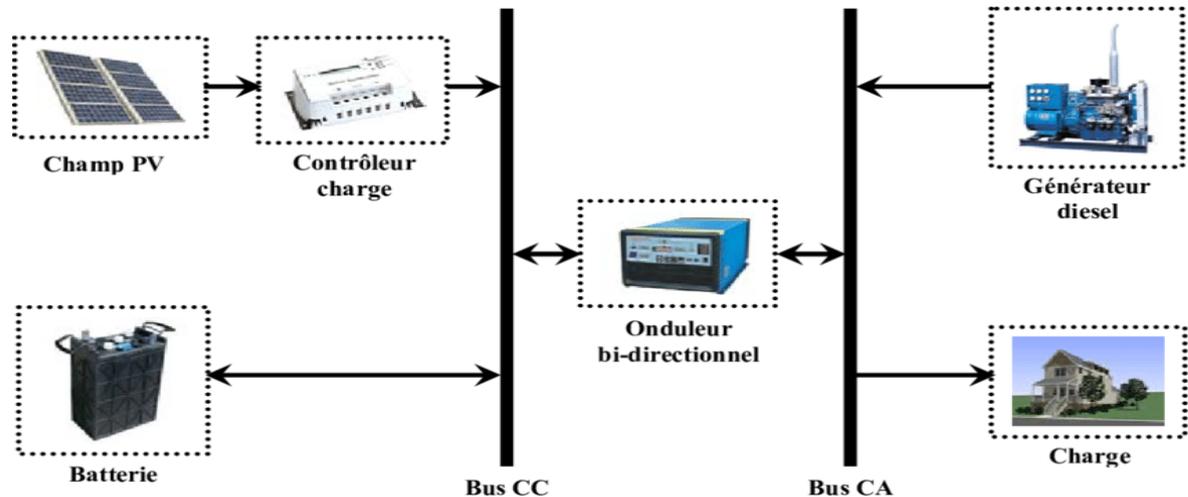


Fig. I.13 configuration hybride éolienne-diesel

Le premier mode de fonctionnement est le mode le plus simple de ce système hybride, dans ce cas, le fonctionnement est le même que celui du système éolien conventionnel. Le diesel n'arrête jamais la production, mais sa consommation de carburant est réduite en fonction de la quantité d'énergie fournie par l'éolienne.

Pour le deuxième cas et puisque le vent fournit un pourcentage considérable de l'électricité totale, la puissance de l'éolienne sera souvent proche de la charge moyenne. En raison de la turbulence du vent, la vitesse de ce dernier peut changer d'une minute à l'autre et la puissance instantanée fluctue, dépassant fréquemment la demande de charge. Dans ces conditions, deux modes de fonctionnement sont possibles : Le générateur diesel peut être actionné en continu, ou il peut être arrêté et démarré, ceci en fonction de la production d'énergie instantanée de l'éolienne et de la charge imposée. Différentes techniques de gestion ont été développées dans cette situation pour bien maîtriser le fonctionnement du générateur diesel et le stockage de l'électricité.

Dans le deuxième mode d'application de ce système hybride, la puissance fournie par l'éolienne est souvent supérieure à la charge, le stockage d'énergie peut améliorer l'économie en énergie globale du système. Plusieurs configurations existent pour ce type de systèmes hybrides en se basant sur les modes d'exploitation. En effet, on peut citer les configurations suivantes [35] :

- Stockage avec batterie (cycle de charge),
- Stockage avec volant d'inertie,
- Stockage avec volant et batterie,
- Stockage avec accumulateur hydraulique.

A noter qu'il en existe d'autres configurations et combinaisons. Dans notre étude, on s'intéresse à la configuration PV-éolienne. Cependant, de telles solutions hybrides présentent des difficultés majeures en raison de la nature instable de leurs ressources. Malgré tout, ces systèmes d'énergies choisies à savoir photovoltaïque et éolien utilisées seules ou en hybridation se révèlent comme une alternative économique plus viable et ceci pour répondre amplement aux besoins énergétiques de nombreux consommateurs isolés dans le monde. Autre contrainte qu'on peut l'évoquer réside dans la non disponibilité en continu de ces énergies tout au long de l'année. Pour y remédier, de meilleures performances de la combinaison hybride photovoltaïque-éolienne sont assurées à travers l'emploi d'une batterie de secours et un groupe électrogène diesel comme nous l'avons déjà explicité précédemment, ce qui augmente le coût du système hybride.

Afin de réaliser un dimensionnement approprié de toute topologie hybride PV/éolienne, il est important de se fier à une stratégie bien déterminée ou le rapport cout/rendement doit être précisé [33].

Un système capable de rechercher le dimensionnement conduisant à un coût minimum du cycle de vie du système tout en adaptant la production en énergie électrique aux exigences locales est suggéré par les différents acteurs [35, 36]. Les systèmes hybrides PV/éolienne ont été examinés de près et les études ont montré que la question du stockage d'énergie électrique est à la hauteur des préoccupations. Les tarifs actuels du marché sont réellement mis en œuvre pour obtenir des estimations pratiques des coûts, du cycle de vie et des avantages de ces systèmes hybrides avec stockage. [35, 37].

L'objectif principal de la conception d'un système hybride PV-éolienne avec stockage batterie hors réseau caractérisée par une fiabilité élevée et un coût de production minimum du système. est d'obtenir une solution rentable [38]. Différentes techniques artificielles qui s'intéresse au dimensionnement optimal du système hybride ont été adoptés afin de minimiser le coût total de réalisation [19].

Voici un schéma typique d'un système hybride PV-éolien avec stockage.

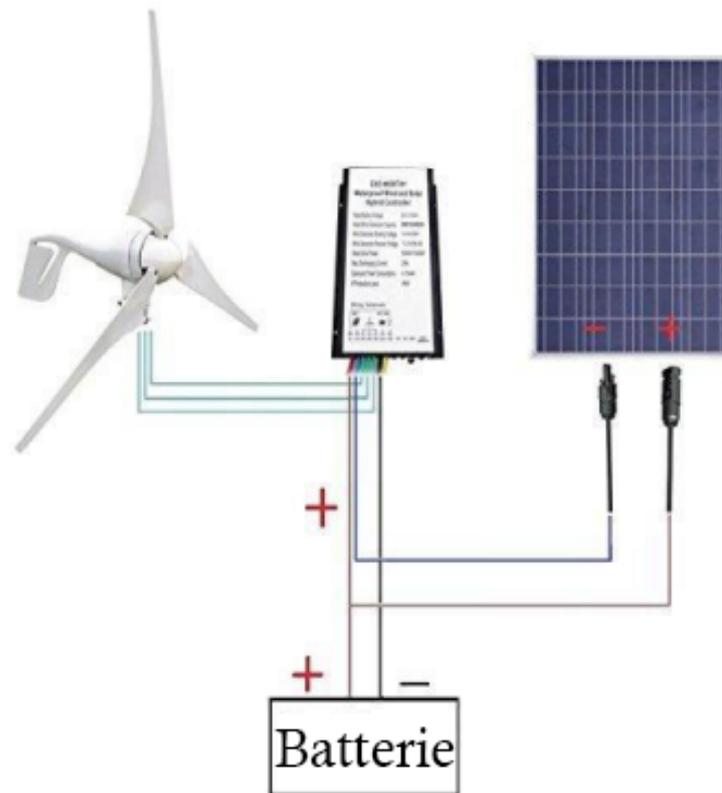


Fig. I.14 système hybride PV-éolien avec stockage batterie

5 Avantages de la configuration système hybride avec stockage

L'intermittence des ressources des énergies renouvelables rajoutée au problème des fluctuations de la demande en énergie à travers les différentes saisons de l'année, résulte un risque élevé de maintien de la fiabilité du réseau en termes de fourniture d'une énergie électrique adéquate aux consommateurs (continuité de service, qualité de tension, fréquence constante). Bien qu'un système de stockage d'énergie (SSE) ne soit pas une autre source d'électricité, il s'est avéré efficace et viable pour résoudre les problèmes susmentionnés.

Les SSE permettent de convertir l'énergie électrique en une forme qui peut être stockée pour utiliser l'énergie en cas de besoin. Par conséquent, la SSE distribuera son énergie stockée lors d'une faible production d'énergie renouvelable et une consommation d'énergie élevée, alors il aidera à stocker l'énergie excédentaire lorsque la production d'électricité est élevée. En plus du rôle principal de ces systèmes, les SSE peuvent également atténuer certains problèmes dans la production conventionnelle, tels que l'élimination des pics. En d'autres

termes, un *SSE* est un dispositif à base d'électronique de puissance flexible qui aide le réseau à fournir une alimentation constante tout en satisfaisant la qualité et la fiabilité de l'énergie [39].

5.1 Applications et avantages des SSE

L'adoption des *SSE* dans les réseaux électriques est une initiative intelligente pour réduire les problèmes causés dans les systèmes électriques, d'une application à grande échelle des réseaux de production et de transport à une application à petite échelle des réseaux de distribution et des micro-réseaux. Les avantages offerts par les SSE sont nombreux et devraient évoluer dans le futur.

Dans la littérature, selon l'utilisation et les avantages des SSE, on peut les classer en cinq catégories : production de l'énergie, services auxiliaires, infrastructure de transport, structure de distribution et services de gestion de l'énergie. La figure (I.15) résume les différentes solutions existantes pour l'utilisation des systèmes de stockage de l'énergie, on distingue selon la nature : stockage mécanique, stockage thermique, stockage chimique, électrique, etc... Ces applications seront examinées plus en détail conformément à la figure (I.15).

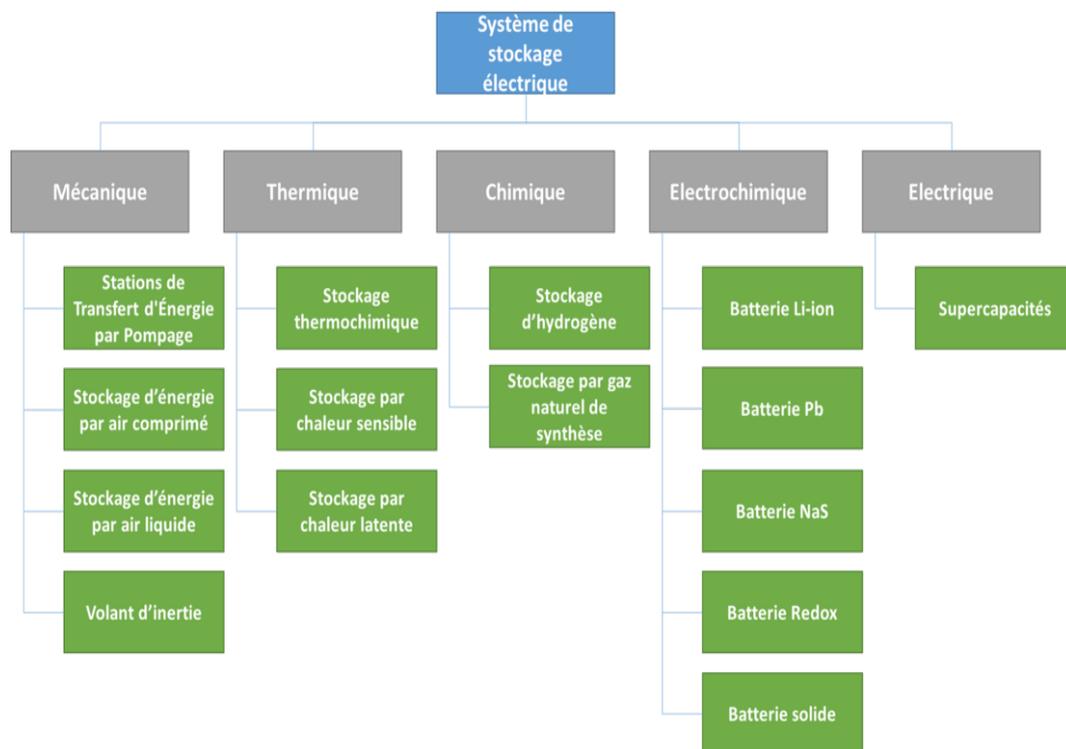


Fig. I.15 Différentes solutions des systèmes de stockage

Pour former un système énergétique hybride, il est essentiel d'avoir des procédures et des cadres standards tout en étudiant les différents types de ressources d'énergies renouvelables, car ces sources ont un fonctionnement bien précis et des caractéristiques différentes entre elles.

Un système hybride constitué des sources d'énergies renouvelables et intégrant un système de stockage, des charges et un réseau (parfois facultatif), peut fonctionner de manière autonome. Il existe de nombreuses techniques d'intégration disponibles dans la littérature pour former un système hybride à partir de sources d'énergies renouvelables. Ces techniques d'intégration peuvent être divisées en trois catégories : AC, DC et hybrides [40]. Voici une brève description de ces topologies.

6 Les topologies de couplage des systèmes hybrides avec le réseau

6.1 Couplage en courant continu (CC)

Dans ce type des systèmes hybrides, les différentes sources renouvelables, comme le photovoltaïque et l'éolienne, sont interfacées raccordées à travers une liaison CC principale par des convertisseurs d'électronique de puissance. Le système photovoltaïque peut se connecter à la liaison CC directement ou via un hacheur. De même, la charge CC peut également se connecter à la liaison CC principale directement ou par hacheur (convertisseur CC / CC) pour un niveau de tension approprié. Les charges CA peuvent également être alimentées en utilisant un onduleur CC-CA ou un réseau électrique publique.

Le couplage CC est simple car il n'a pas besoin de synchronisation comme le courant alternatif pour intégrer les différentes sources d'énergies renouvelables. Le schéma du système à couplage en CC est illustré à la figure (I.16). Le couplage CC présente certains inconvénients tels que si l'onduleur (convertisseur CC / CA) est hors service, le système ne peut pas avoir de secours pour fournir une alimentation CA. Pour surmonter la situation, plusieurs onduleurs de faible puissance peuvent être connectés en parallèle et synchronisés avec le réseau électrique publique. Un système de contrôle est également nécessaire pour un partage de puissance approprié entre différents onduleurs [41].

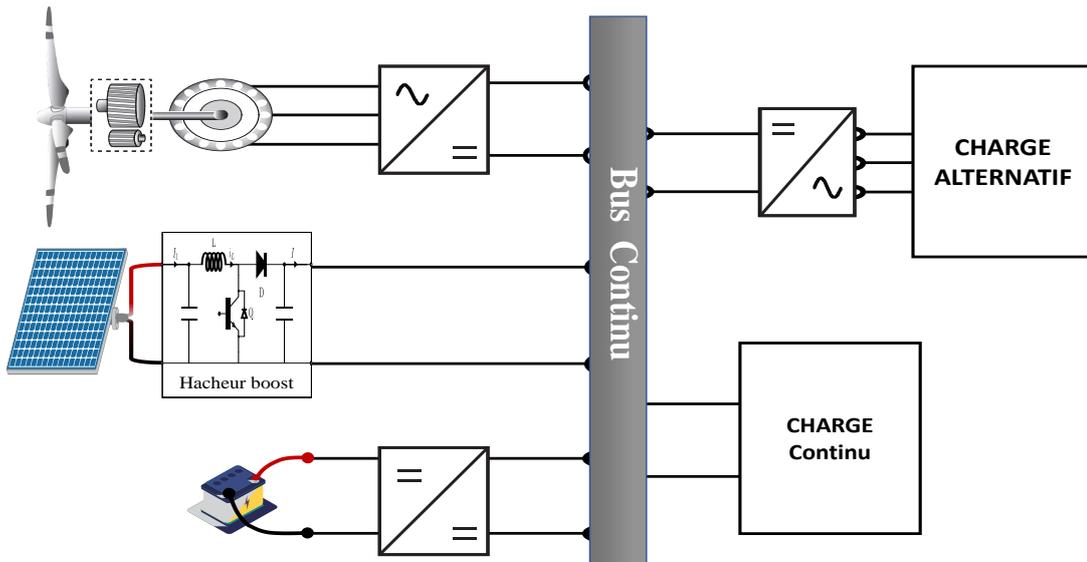


Fig. I.16 Topologie en CC

6.2 Couplage en Courant Alternatif (CA)

Les systèmes couplés en CA sont classés en deux parties. L'un des systèmes est couplé en CA à fréquence industrielle et l'autre est un système couplé en HFAC. Le schéma du système à couplage CA à fréquence de puissance est illustré à la figure (I.17).

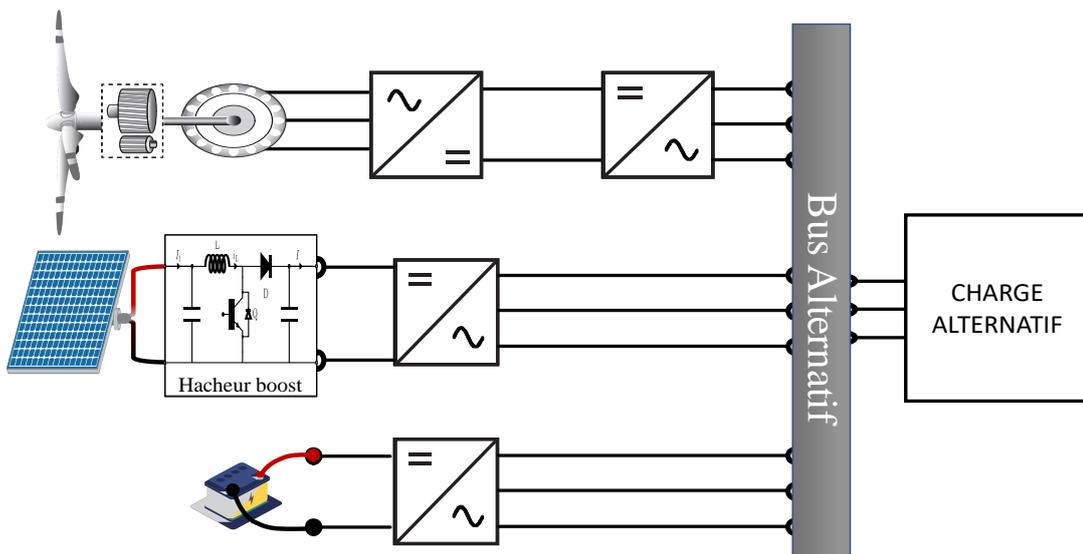


Fig. I.17 Topologie en AC

a) Systèmes couplés en PFAC :

Dans ce type de systèmes hybrides, les différentes sources renouvelables, comme le

photovoltaïque et l'éolienne, sont connectées à un bus CA principal de fréquence d'alimentation par des circuits d'interfaçage en électronique de puissance. Des inductances de couplage sont utilisées entre le bus CA de fréquence de puissance et les circuits électroniques pour la gestion de l'alimentation.

b) Systèmes couplés HFAC :

Les différentes sources renouvelables, comme le photovoltaïque et l'éolienne, sont reliées à un bus AC principal haute fréquence par des circuits d'interfaçage électroniques de puissance. Des charges haute fréquence sont connectées à ce système.

6.3 Couplage hybride

Dans un système à couplage hybride, de nombreuses sources d'énergies renouvelables sont interfacées avec différents bus CA ou CC. Le schéma du système à couplage hybride est illustré à la figure (I.18). Ici, les sources d'énergies renouvelables peuvent être connectées directement à la liaison AC ou CC principale sans aucun circuit d'interface, ce qui se traduit par une réduction des coûts et un rendement énergétique élevé.

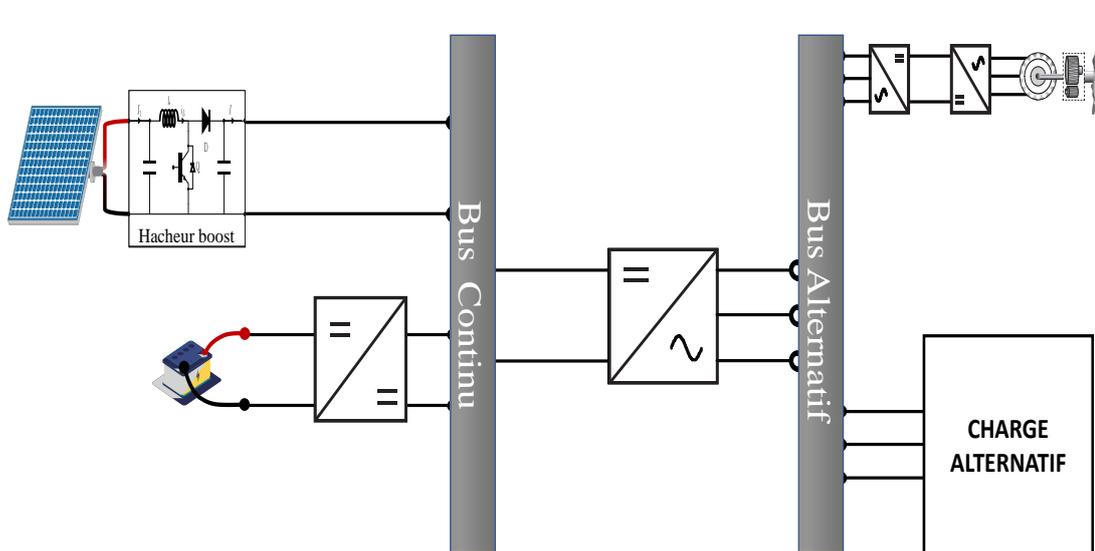


Fig. I.18 Topologie hybride

La gestion et le contrôle de l'énergie deviennent plus complexes en raison de l'hybridation. Différentes techniques de couplage trouvent leur propre application en fonction de l'adéquation avec le système. Le système couplé en CC est le meilleur choix là où les charges CC sont plus nombreuses et les sources CC sont la principale source d'alimentation et si les charges CA

sont principalement entraînées et que la source d'alimentation principale est CA, alors le système couplé CA sera le meilleur choix. Si les principales sources d'énergie sont CA et CC, le système à couplage hybride deviendra le meilleur choix pour l'intégration.

7 Les systèmes de gestion d'énergie

Dans les systèmes hybrides, le système de gestion de l'énergie est essentiel pour une utilisation optimale de ces ressources énergétiques distribuées de manière intelligente, sûre et fiable.

Le système de gestion de l'énergie (SGE) d'un système hybride englobe à la fois la gestion de l'offre et de la demande, tout en satisfaisant les contraintes du système, pour réaliser un fonctionnement économique, durable et fiable du système [42]. EMS offre de nombreux avantages, de la répartition de la production aux économies d'énergie, du soutien de la puissance réactive à la régulation de fréquence, de la fiabilité à la réduction des coûts de perte, du bilan énergétique à la réduction des émissions de GES et de la participation des clients à la confidentialité des clients.

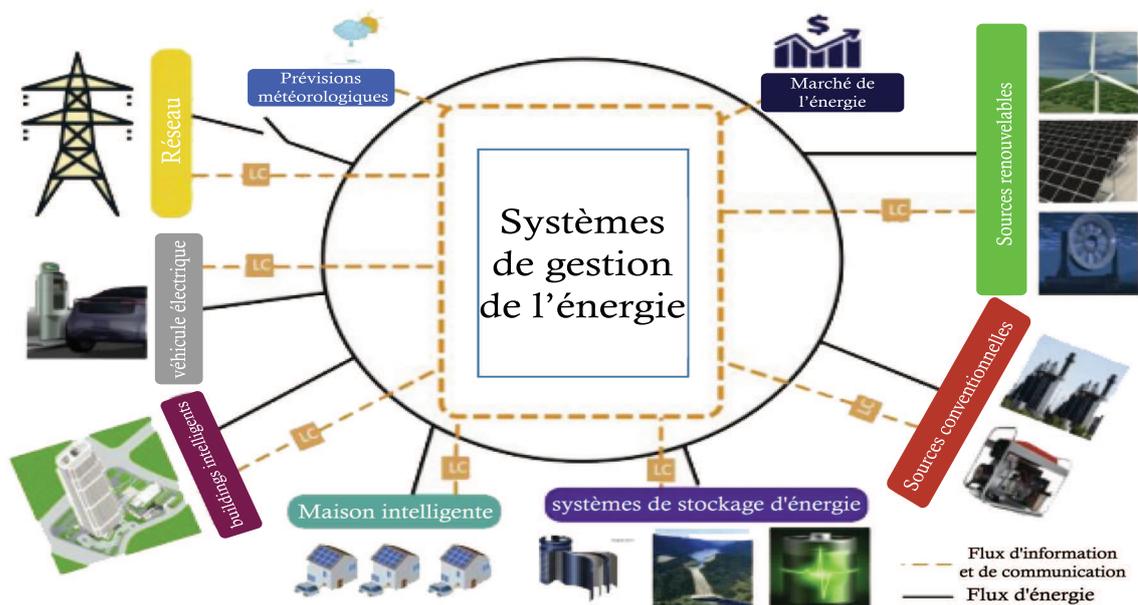


Fig. I.19 Concept du système de gestion d'énergie

la SGE est conforme à une plate-forme logicielle procurant des services de base et un ensemble d'applications nécessaires pour le fonctionnement efficace des installations de production et de transport d'électricité de manière à assurer une sécurité adéquate de l'approvisionnement énergétique à un coût minimum» [43].

Cette gestion d'énergie permet d'assurer diverses fonctions telles que la surveillance, l'analyse et la prévision de la production d'électricité des RED, la consommation de charge, les prix du marché de l'énergie, les prix du marché auxiliaire et les facteurs météorologiques, comme le montre la figure (I.20). Ces fonctions aident à optimiser le fonctionnement des systèmes hybrides, tout en satisfaisant les contraintes techniques.

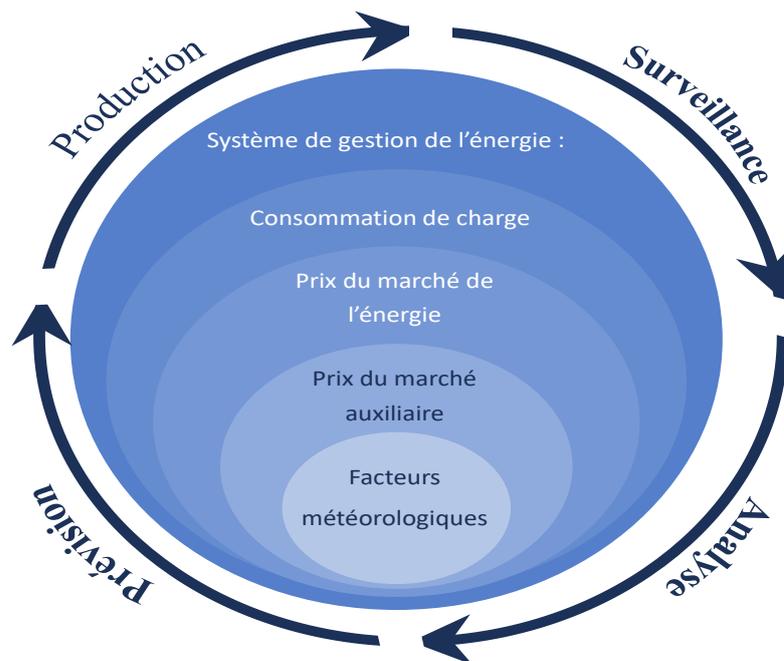


Fig. I.20 Les fonctions principales d'un SGE

Le tableau ci-dessous, résume les travaux effectués pour améliorer les performances d'un SGE par les méthodes classiques, méthodes dynamiques et méthode méta-heuristiques, respectivement.

8 Quelques applications mondiales

Le premier projet a été réalisé en 1986 en Allemagne. Il s'agit du Solar Wasserstoff Bayern (SWB). Le Tableau I.2 répertorie les principaux projets réalisés.

Année projet	EnR	Electrolyseur	Stockage	PAC	Batterie
1986 HYSOLAR	10kWe, 350kWe	10kW Alcalin, 350Kw Alcalin	NC	NC	NC
1986 SWB	370kWe	2x100kW Alcalin 1b 100kW Alcalin 30bar	H2 : 5000Nm3 O2 : 500Nm3	6,5kW Alcalin 10kW PEM 73kW PA	Connecté au réseau
1989 NEMO	1kWe	0,8kW Alcalin 30bar	H2 : 8m3 25bar	0,5kW PA	14kWh
1989 FIRST INTA	8,5kWe	5,2kW Alcalin 6bar	8,8m3 200bar 24m3 HM	10kW PA 2,5kW PEM 5kW PEM	NC
1990 Oldenburg	6,2 kWe PV + 5 kW WT + 12 kW DG	0,8 kW Alcalin.	H2 : 0,25m3 120bar (106 kWh)	0,6 kW Alcalin	104 cellules 300 Ah 62,4kWh
1991 SSHP	9,2kWe	5,7kW Alcalin 7,9bar	5,3m3 7,9bar	1,5kW PEM	24V 220Ah
1993 PHOEBUS	42,3kWe	26kW Alcalin 7bar	H2 : 26,8m3 120bar O2 : 20m3 70bar	6kW PEM	220V 300kWh
2000 FIRST	1,4kWe	1kW PEM	70Nm3 30bar	0,42kW PEM	20kWh
2000 HRI	1kWe, 10kWeol, 10kWelec	5kW Alcalin 7bar	H2 : 3,8m3 10bar O2 : 1m3 8bar	5kW PEM	48V 42,2kWh
2001 HARI	13kWe, 2x25kWeol 3kWhydro	36kW Alcalin 25bar	H2 : 2856 Nm3 137bar	5kWPEM 2kWPEM	20kWh
2002 PVFCSYS	3,6kWe	3,6kW Alcalin 10bar	H2 : 0,4Nm3 O2 : 0,2Nm3	4kW PEM	24V 80Ah
2004 UTSIRA	2x600kWeol	48kW	12m3 200bar	10kW	50kWh
2004 HHC	4,9kWe, 7,5kWeol	2kW PEM 12bar	H2 : 5,4Nm3 12bar	5kW PEM 2bar	48V
2007 CEC	5kWe	3,35kW PEM	H2 : 5,4Nm3 14bar HM	2 x 1,2kW	150Ah 28kWh
2009-2015 MYRTE	550kWe	200kW PEM 35bar	H2 : 2800Nm3 O2 : 1400Nm3 H2 et O2 : 35bar	200kW PEM	Connecté au réseau

Tableau I.2 – Principaux projets dans le monde, couplant les Energies Renouvelables (EnR)

9 Conclusion

L'emploi des énergies renouvelables constitue actuellement une grande avancée pour notre future énergétique. Leur utilisation représente une solution idéale à nos problèmes énergétiques et environnementaux. Dans notre pays et vue la diversité climatique et l'étendue de la surface, plusieurs types d'énergies renouvelables constituant les systèmes hybrides existent à savoir principalement l'éolienne et photovoltaïque et peuvent subsister malgré le coût élevé. Elles présentent des avantages clairement intéressants : sources inépuisables, respectueuses de l'environnement comparées aux énergies fossiles qui sont exposés au problème de l'épuisement (charbon, pétrole, ...). L'utilisation de ces énergies renouvelables sert à lutter contre l'effet de serre et la pollution atmosphérique.

Dans ce chapitre, nous avons présenté amplement les différentes sources d'énergies renouvelables pour produire de l'énergie électrique. Parmi ces sources renouvelables, l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne qui ont connu des progrès énormes et deviendront des sources renouvelables attrayantes dans l'avenir surtout si leurs emplois se fait par hybridation. De plus, les technologies actuelles sont connues, fiables et de maintenance relativement facile.



Modélisation de la chaîne de conversion hybride

Sommaire

1	Introduction	32
2	Modélisation de la chaîne de conversion hybride	32
2.1	Modélisation d'éolienne	33
2.2	Modélisation du panneau photovoltaïque	40
2.3	Paramètres d'une cellule photovoltaïque	44
2.4	Modélisation de l'élément de stockage (Batterie)	46
2.5	Modèle du convertisseur électronique de puissance	48
3	Conclusion	52

1 Introduction

L'optimisation du dimensionnement et la gestion fiable de l'énergie d'un système hybride repose sur la connaissance parfaite des modèles mathématique des éléments constitutants n'importe quel chaîne de conversion de l'énergie.

Dans ce but s'inscrit cette partie qui décrit la modélisation des différents sous-systèmes à savoir : éolien, photovoltaïque, batterie et les différents convertisseurs statiques de l'électronique de puissance utilisés (redresseurs, hacheur (boost, et buck-boost) et onduleur) ainsi que le réseau.

2 Modélisation de la chaîne de conversion hybride

L'étude s'intéresse plus particulièrement à la chaîne de conversion qui contient génératrice éolienne (*GSAP*) et PV avec batterie relié via des convertisseurs de puissances statiques de redresseur à diode en cascade avec hacheur boost (côté machine) et onduleur (côté réseau). Le schéma général de contrôle est rappelé sur la figure (II.1) .

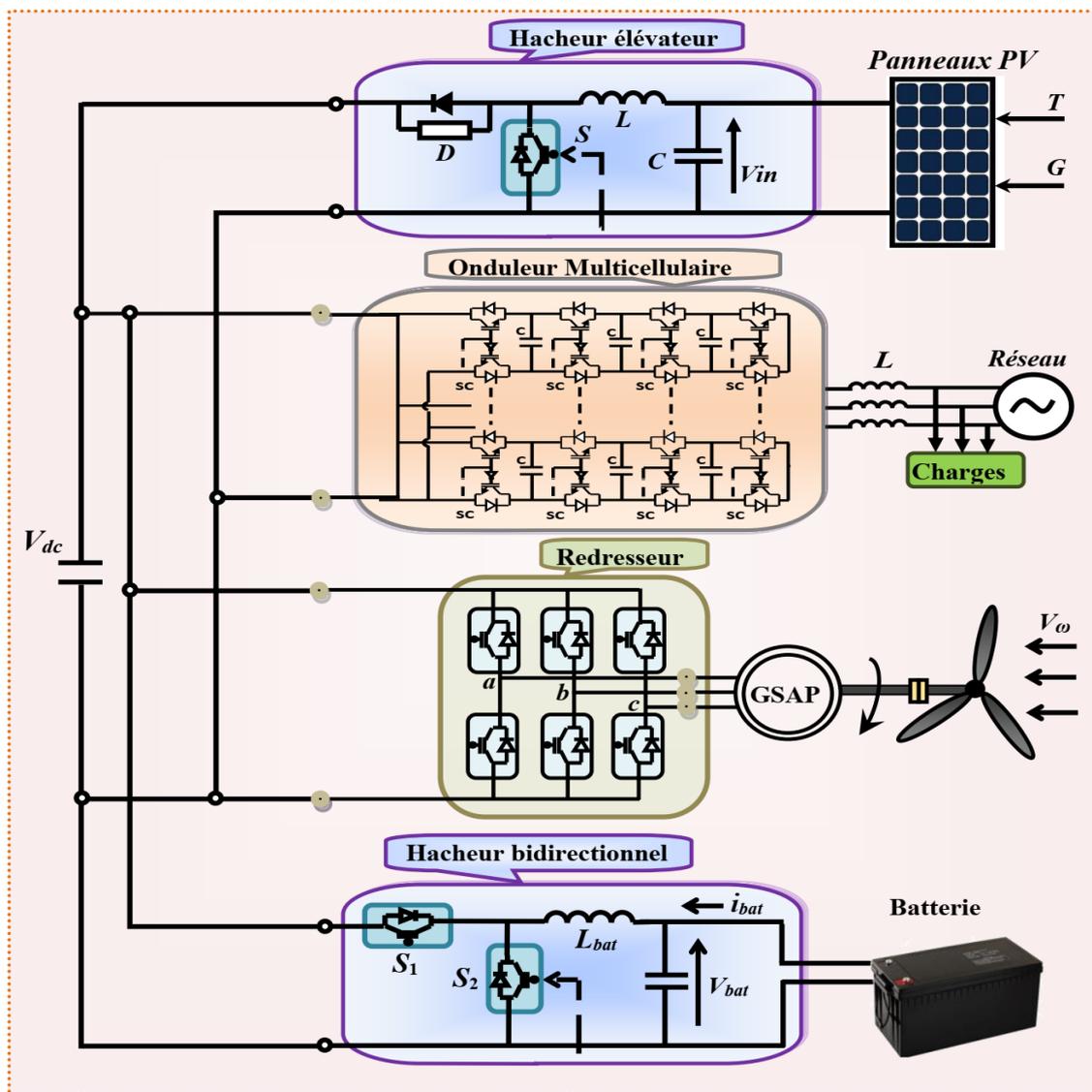


Fig. II.1 Le système hybride de production d'énergie renouvelable avec stockage

2.1 Modélisation d'éolienne

2.1.1 Modélisation de la vitesse du vent

La modélisation de ces éoliennes nécessite une compréhension des changements de vitesse du vent dans le temps, mais leurs mesures semblent très compliquées. Cependant, la vitesse du vent peut être exprimée par une quantité aléatoire définie par des paramètres statistiques [44].

Le modèle du vent est donné par la représentation en série de Fourier, qui représente le vent comme un signal, qui contient la superposition d'harmoniques multiples [45, 46]. Il est donné par :

$$v_w(t) = \bar{v}_w + \sum_{i=1}^r a_n \sin(\omega_n t) \quad (\text{II.1})$$

Dans cette partie, nous proposons un modèle qui modélise la vitesse du vent comme une variable aléatoire continue (telle que la fonction scalaire $v_w = f(t)$), qui évolue dans le temps. Cette vitesse représentera la variable d'entrée du modèle de turbine.

2.1.2 Modélisation de la turbine éolienne

Puissance mécanique de la turbine La définition du débit massique et de l'énergie cinétique peut être utilisée pour quantifier la puissance disponible dans le vent. En fait, le vent est le résultat du déplacement de la masse d'air m de densité ρ à la vitesse v_w . Dans un laps de temps donné, la masse passant par un disque de zone S est exprimée par la formule III.3.

$$\frac{dm}{dt} = \rho S v_w \quad (\text{II.2})$$

$$E_c = \frac{1}{2} m v_w^2 \quad (\text{II.3})$$

$$\overline{v_w} = \frac{v_{w1} + v_{w2}}{2} \quad (\text{II.4})$$

L'énergie cinétique de la masse du vent est proportionnelle au carré de la vitesse du vent v (équation II.3). La puissance P_v disponible dans le vent est l'énergie cinétique fournie par par unité de temps .

Selon le théorème de Betz, on suppose que la vitesse du vent à travers la surface balayée par le rotor est égale à la moyenne de la vitesse moyenne du vent non perturbée en amont (équation II.4) La vitesse de l'éolienne. En combinant les équations III.3, II.3 et II.4, nous obtenons :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v_w^3 \quad (\text{II.5})$$

Avec :

$$S = \pi r^2 \quad (\text{II.6})$$

Coefficient de puissance Le coefficient de puissance C_p représente l'efficacité aérodynamique de l'éolienne et dépend également des caractéristiques de l'éolienne. Sa valeur maximale est $16/27$, ou $0,59$. Cette limite est appelée *limiteBetz* Est une limite théorique qui n'a jamais été atteinte en pratique. Elle fixe la puissance maximale extractible à une vitesse de vent donnée. [47, 48]. Le coefficient de puissance est une fonction non linéaire, qui dépend de l'angle de décrochage β et de la vitesse spécifique λ . Comme le montre l'équationII.7

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (\text{II.7})$$

Où λ_i et λ est défini par l'équation II.8 et II.9 :

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}} \quad (\text{II.8})$$

avec :

$$\lambda = \frac{\Omega_m r}{v_w} \quad (\text{II.9})$$

Le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance du vent non perturbé est exprimé.

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_m}{P_v} = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho\pi r^2 v_w^3} \quad (\text{II.10})$$

Par conséquent la puissance mécanique P_m peut être exprimée par l'équation II.11

$$P_m = \frac{1}{2}\rho\pi r^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (\text{II.11})$$

Remarquez que c'est le couple exercé par le vent sur les pales qui produit leur rotation. Dans des conditions de vitesse du vent très faible, le couple est insuffisant pour faire tourner les pales en raison du frottement. Le rapport vitesse de pointe est donc égal à zéro, ce qui conduit à une production d'énergie nulle, selon l'équation II.11. Cependant, il existe un couple non nul appliqué à les pales . Il est donc nécessaire de définir le coefficient de couple T_w afin de décrire le fonctionnement de l'éolienne d'un point de vue mécanique [49] :

$$T_w = \frac{P_m}{\Omega_m} = \frac{1}{2}C_t\rho\pi r^3 v_w^2 \quad (\text{II.12})$$

Avec le coefficient de couple C_t déterminé comme :

$$C_p = C_t \lambda \quad (\text{II.13})$$

Modélisation de la partie mécanique de transmission La partie mécanique de la turbine est constituée de trois pales orientables identiques de rayon R_t , qui sont fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse de rotation Ω_t .

Dans notre cas, le générateur utilisé est un générateur synchrone à aimant permanent qui justifie la connexion directe entre la turbine et le générateur. Par conséquent, le rapport de transformation entre la vitesse de l'arbre du générateur et la vitesse de l'éolienne est uniforme, la turbine et le générateur sont sur le même arbre et la flexibilité est considérablement réduite. Cela justifie que le modèle d'arbre de turbine modélisant la transmission mécanique entre la

turbine et le générateur est un modèle de masse, comme le montre la figure II.2 [44].

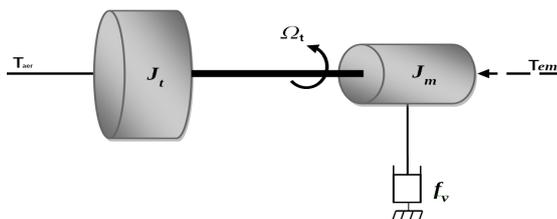


Fig. II.2 Le couplage mécanique entre la turbine et la machine électrique

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par

$$\begin{cases} J \frac{d\Omega_m}{dt} = T_w - T_{em} - f_v \cdot \Omega_m \\ J = J_t + J_m \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

2.1.3 Modélisation de la Machine Synchrone à Aimants Permanents

Les machines à aimants permanents synchrones (générateurs) (MSAP / GSAP) jouent un rôle clé dans le processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique dans les systèmes de production d'énergie éolienne à entraînement direct . .

La modélisation des machines est essentielle pour concevoir des systèmes de contrôle efficaces, ce qui comprend la description de leur comportement à travers des modèles mathématiques. Le modèle d'analyse des machines synchrones à aimants permanents peut être déduit en adoptant un ensemble d'hypothèses simplifiées communes données dans la plupart des références, ce qui mérite d'être mentionné [44],

- ✓ Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation)
- ✓ Les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées
- ✓ Les phénomènes d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés

Modélisation de la machine synchrone dans le repère triphasé (abc) La structure de la machine synchrone à aimants permanents comporte trois enroulements statoriques triphasés (a, b, c) comme illustré à la figure II.3(b) décalées entre eux par un angle de $\frac{2\pi}{3}$. La figure II.3(a) montre la coupe transversale d'un MSAP contenant trois phases et deux pôles. L'axe fixe $a - b - c$ représente la direction de la force magnétomotrice des enroulements

statoriques (F_a, F_b et F_c), qui est provoquée par la variation du courant alternatif triphasé dans les enroulements statoriques avec le temps. Le flux magnétique généré par l'aimant permanent est dans la direction de l'axe «d» fixé au rotor. Ici, l'axe $d - q$ tourne à la même vitesse angulaire du rotor (aimant permanent). De plus, θ représente l'angle entre l'axe mobile d et l'axe fixe «a» [50].

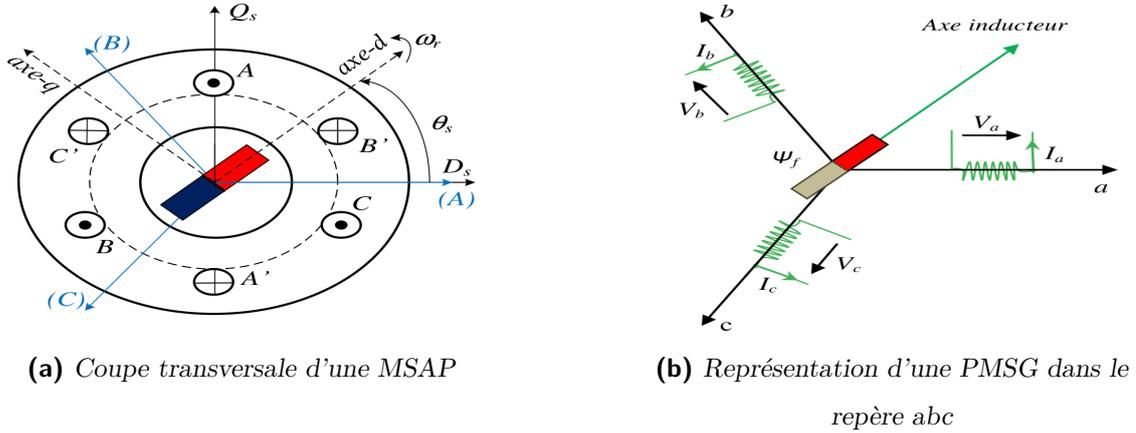


Fig. II.3 Représentation schématique d'une machine synchrone.

Équations électriques Les équations électriques de tension du stator d'une machine synchrone à aimants permanents est donnés par suit :

$$\begin{cases} v_{as} = R_s i_{as} + \frac{d\Psi_{as}}{dt} \\ v_{bs} = R_s i_{bs} + \frac{d\Psi_{bs}}{dt} \\ v_{cs} = R_s i_{cs} + \frac{d\Psi_{cs}}{dt} \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

La mise sous forme matricielle est donnée par :

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Psi_{as} \\ \Psi_{bs} \\ \Psi_{cs} \end{bmatrix} \quad (\text{II.16})$$

Équations magnétiques Le flux total de chaque étape peut être exprimé par les équations suivante :

$$\begin{bmatrix} \Psi_{as} \\ \Psi_{bs} \\ \Psi_{cs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_{bb} & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \Psi_f \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) \\ \cos\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

où L_{aa}, L_{bb} et L_{cc} sont les inductances propres de chaque bobine (enroulement) statorique des trois phases (a, b, c), $M_{ab}, M_{ac}, M_{ba}, M_{bc}, M_{ca}, M_{cb}$ présentent les inductances mutuelles entre les enroulements de phases statorique, Ψ_f étant le flux fourni par les aimants permanents du rotor. Les inductances propres et mutuelles sont toutes en fonctions de θ_s . Ainsi, elles sont tous des paramètres variables dans le temps [44].

Modélisation de la machine synchrone dans le repère biphasé (d-q) Le modèle de la machine synchrone le plus utilisé est basé sur la transformation de Park. En appliquant la transformation de Park $P(\theta)$ et de Concordia, on peut exprimer toutes les grandeurs dans un repère lié au rotor comme le montre la Figure II.3(b) avec cette transformation, nous pouvons passer d'une représentation dans le repère (d, q), Figure II.4[51].

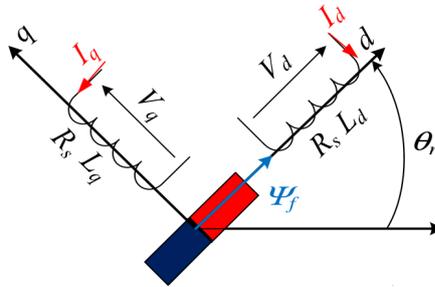


Fig. II.4 Représentation d'une MSAP dans le repère (d - q).

La transformation de Clark est un outil mathématique utilisé en électrotechnique afin de modéliser un système triphasé grâce à un modèle biphasé. Il s'agit d'un changement de repère, les deux axes dans la nouvelle base sont nommés α, β les grandeurs transformées sont généralement des courants, des tensions ou de flux. Dans une machine synchrone, le repère de Clark est lié au stator [52, 51].

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.18})$$

Où : θ est l'angle électrique désignant la position du rotor par rapport au stator.

Après transformation et simplification, l'équation de tension de la machine dans la transformation de Park est donnée par :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \end{cases} \quad (\text{II.19})$$

Le flux magnétique du machine synchrone s'exprime comme suit :

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_{ds}I_{ds} + \psi_f \\ \psi_{qs} = L_{qs}I_{qs} \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

à travers l'équation II.19 et II.20 on obtenez l'équation de tension de statorique, s'exprime comme suit :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + L_{ds} \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_s L_{qs} i_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + L_{qs} \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_s (L_{ds} i_{ds} + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

À partir de l'équation II.19, on peut déduire le schéma équivalent du GSAP selon l'axes (d,q), figure (II.5)

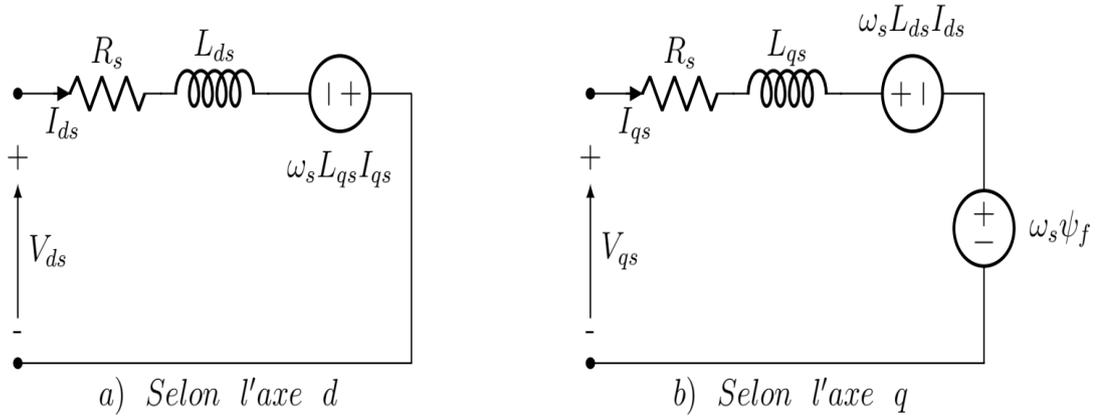


Fig. II.5 Schémas équivalents du GSAP selon les deux axes d et q

Puissance active et réactive du stator La relation entre la puissance apparente du stator et les tensions et courants du stator selon le repère dq de Park s'exprime comme suit [52] :

$$S_s = P_s + jQ_s = \frac{3}{2} (v_{ds} + jv_{qs}) (i_{qs} - ji_{ds}) \quad (\text{II.22})$$

$$P_s = \Re(S_s) = \frac{3}{2} (v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) \quad (\text{II.23})$$

$$Q_s = \Im(S_s) = \frac{3}{2} (v_{ds}i_{qs} - v_{qs}i_{ds}) \quad (\text{II.24})$$

Après la substitution des équations des tensions du stator données par (II.21) dans l'équation (II.23) et en séparant les quantités de puissance, l'expression de la puissance électrique de la

machine s'exprime comme suit :

$$P_s = \frac{3}{2}R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + \frac{3}{2} \left(i_{ds} \frac{d\Psi_{ds}}{dt} + i_{qs} \frac{d\Psi_{qs}}{dt} \right) + \frac{3}{2}\omega_r (i_{qs}\Psi_{ds} - i_{ds}\Psi_{qs}) \quad (\text{II.25})$$

Le premier terme de l'équation II.25 représente les pertes de Joule dans les enroulements statorique, le second terme indique la puissance stockée dans les bobines statorique et le troisième terme expriment la conversion de l'énergie, de l'énergie électrique en énergie mécanique (convention moteur)[52].

De même, la puissance réactive du stator est calculée comme suit :

$$Q_s = \frac{3}{2} \left(i_{ds} \frac{d\Psi_{qs}}{dt} - i_{qs} \frac{d\Psi_{ds}}{dt} \right) + \frac{3}{2}\omega_r (i_{ds}\Psi_{ds} + i_{qs}\Psi_{qs}) \quad (\text{II.26})$$

Couple électromagnétique et vitesse du rotor On peut exprimer la fonction du couple électromagnétique car la puissance de sortie de l'arbre du turbine doit être égale à la puissance électromécanique [52].

$$P_m = T_m \Omega_m = \frac{T_{em} \Omega_r}{p} \quad (\text{II.27})$$

d'où

$$T_{em} = \frac{P_m p}{\Omega_r} \quad (\text{II.28})$$

Après avoir substitué le troisième terme de l'équation (II.25) (qui est responsable de la production le couple électromagnétique C_{em}) à (II.28), le couple électromagnétique est obtenu comme suit :

$$T_{em} = \frac{3p}{2} (i_{qs}\Psi_{ds} - i_{ds}\Psi_{qs}) \quad (\text{II.29})$$

Dans notre travail, le modèle de la machine choisi sera équivalent à celui d'une machine à pôle lisse (les aimants sont montés en surface, or, $L_d = L_q$), l'expression du couple électromagnétique s'exprimera de la façon suivante :

$$T_{em} = \frac{3}{2}p\Psi_f i_{qs} \quad (\text{II.30})$$

2.2 Modélisation du panneau photovoltaïque

Dans la littérature; plusieurs modèles mathématiques du panneau photovoltaïque ont été développés afin de représenter la nature non linéaire des cellules photovoltaïques, ceci est due

principalement à la conception de ces dernières. Dans cette partie du travail ; on décrit les différents développements connus jusqu'ici.

2.2.1 Model idéal

Le panneau photovoltaïque dans le cas idéal se compose seulement d'un générateur de courant et d'une diode parallèle. La figure (II.6) illustre le circuit électrique équivalent [16].

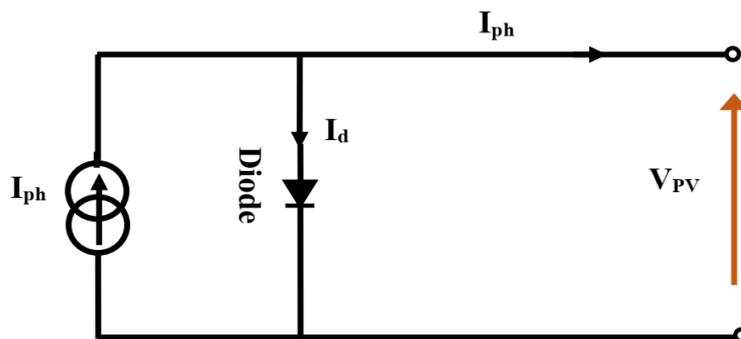


Fig. II.6 Schéma électrique idéal d'un module photovoltaïque

Le courant I_{ph} : généré par la cellule s'écrit alors. Après la loi des nœuds on obtient alors :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.31})$$

2.2.2 Modèle d'un panneau à une diode avec résistance shunt

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque sous éclairage est représenté sur la figure (II.7). Il se compose d'un générateur de courant I_{ph} placé en parallèle avec une diode, une résistance série (R) qui correspond à la résistance interne de la cellule et représente les pertes par effet Joule et d'une résistance shunt caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière. Les deux résistances parasites ont une influence capitale sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule. La résistance shunt (R_{sh}) dépend de la construction de la cellule, elle est due à un courant de fuite au niveau de la jonction [53].

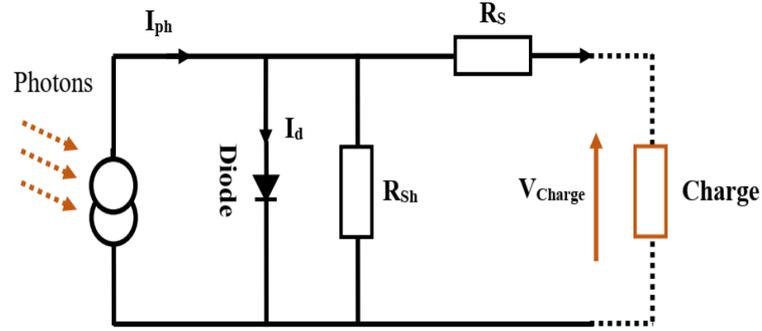


Fig. II.7 Schéma électrique équivalent d'une cellule PV relié à une charge

La caractéristique courant-tension d'une cellule PV a pour modèle mathématique :

$$I_{pv} = \left[I_{ph} - I_s \left(e^{\left(\frac{q(V_{pv} + R_s i_{pv})}{AKT_{mod}} \right)} - 1 \right) \right] - \frac{V_{pv} + R_s i_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.32})$$

Où :

I_s : le courant de saturation,

K : la constante de Boltzmann ($1,3854 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$),

T : la température effective des cellules en Kelvin(K),

q : la charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$),

A : le facteur d'idéalité de la jonction ($1 < A < 3$),

I_{pv} : le courant fourni par la cellule lorsqu'elle fonctionne en générateur,

V_{pv} : la tension aux bornes de cette même cellule,

I_{ph} : le photo-courant de la cellule dépendant de l'éclairement et de la température ou bien courant de (court circuit),

R_{sh} : la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction,

R_s : la résistance série représentant les diverses résistances de contacts et de connexions.

2.2.3 Modèle à deux diodes (à deux exponentielles)

Pour cette modélisation, le circuit électrique est composé d'une source de courant I_{ph} modélisant le flux lumineux, deux diodes destinées à la polarisation de la cellule, une résistance série et une résistance shunt. (voir figure (II.8)).

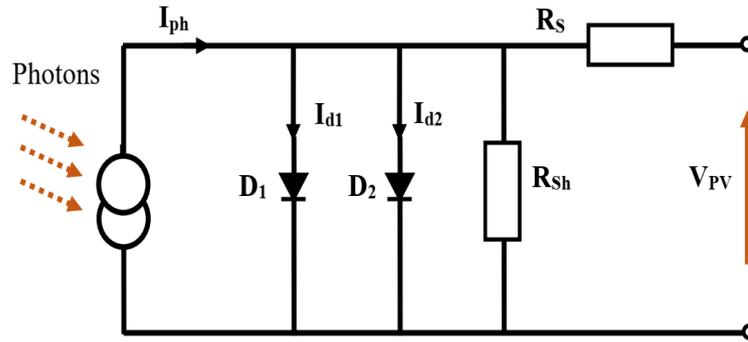


Fig. II.8 Modèle électrique à deux diodes avec résistance shunt de la cellule PV

La loi des mailles nous donne :

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \tag{II.33}$$

D'où :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \left(e^{\left(q \frac{V_{pv} + R_s i_{pv}}{AKT} \right)} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\left(q \frac{V_{pv} + R_s i_{pv}}{AKT} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s i_{pv}}{R_{sh}} \tag{II.34}$$

avec : I_{01} : Courant de saturation de la diode 1 I_{02} : Courant de saturation de la diode 2

2.2.4 Modèle à une diode (implicite)

Le modèle le plus proche du générateur photovoltaïque est celui à une seule diode et sans résistance shunt. Ce modèle est le plus courant en raison de la qualité des résultats obtenus. Il est recommandé par les constructeurs afin de fournir les caractéristiques techniques de leurs cellules solaires (Data Sheet)

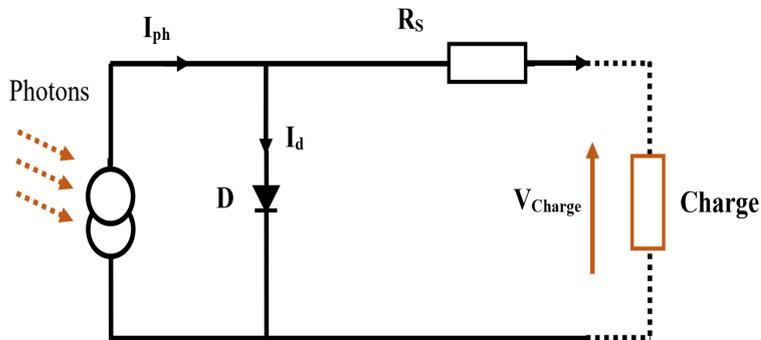


Fig. II.9 Modèle électrique à une diode sans résistance shunt relié à une charge

L'expression du courant de la cellule est donnée par :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d = I_{sc} \left[1 - K_1 \left(e^{K_2 \cdot V_{pv}^m} - 1 \right) \right] \quad (\text{II.35})$$

Avec :

I_{ph} : représente le photon-courant, il dépend de l'ensoleillement et de la température,

I_d : Courant de polarisation de la jonction P-N.

Ou les coefficients K_1, K_2, K_3, K_4 et m sont donnés par :

$$K_1 = 0.01175 \quad (\text{II.36})$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{oc}^m} \quad (\text{II.37})$$

$$K_3 = \ln \left(\frac{I_{sc} (1 + K_1) - I_{mpp}}{K_1 I_{sc}} \right) \quad (\text{II.38})$$

$$K_4 = \ln \left(\frac{1 + K_1}{K_1} \right) \quad (\text{II.39})$$

$$m = \frac{\ln (K_3/K_4)}{\ln (V_{mpp}/V_{oc})} \quad (\text{II.40})$$

Ou : I_{mpp} : Courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum ,
 V_{mpp} : Tension au point de puissance maximale ou tension optimale , I_{co} : Courant en circuit ouvert, V_{sc} : Tension en circuit ouvert.

2.3 Paramètres d'une cellule photovoltaïque

La courbe courant-tension (I-V) permet la caractérisation d'une cellule photovoltaïque. A travers cette courbe, on peut déterminer les paramètres nécessaires de la cellule PV. Voici les différents paramètres [53] :

2.3.1 Courant de court-circuit (I_{cc})

C'est le courant qui traverse la cellule photovoltaïque lorsque celle-ci est en court-circuit c.à.d. que la tension aux bornes de la cellule est nulle. Son expression est donnée par :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left(e^{\left(\frac{V_{pv} + R_s i_{pv}}{V_{th}} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s i_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.41})$$

Pour la majorité des cellules qui ont une résistance série faible, Le terme $I_s \left(e^{\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_{th}} \right)} - 1 \right)$ est négligeable devant I_{ph} . L'expression du courant de court-circuit (équation II.41) est approximée comme suit :

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{[1 + (R_s/R_{sh})]} \quad (\text{II.42})$$

Dans la pratique , on prend :

$$I_{cc} = I_{ph} \quad (\text{II.43})$$

2.3.2 Tension de circuit-ouvert (V_{co})

C'est la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert (c'est la tension maximale d'un générateur photovoltaïque). Le courant débité par le générateur photovoltaïque est parfaitement nul.

$$I_{cc} - I_s \left(e^{V_{pv}/V_{th}} - 1 \right) - \frac{V_{pv}}{R_{sh}} = 0 \quad (\text{II.44})$$

Dans le cas idéal, sa valeur vaut :

Rendement énergétique La relation entre la puissance électrique maximale fournie par la cellule $P_{max}(I_{opt}, V_{opt})$ et la puissance solaire incidente est donnée par le rapport suivant :

$$\eta = \frac{p_{max}}{p_{inc}} = \frac{I_{opt} V_{opt}}{p_{inc}} \quad (\text{II.45})$$

Avec : p_{inc} : la puissance équivalente au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles. Ce paramètre traduit la qualité de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique.

Facteur de forme Le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule $P_{max}(I_{opt}, V_{opt})$ et la puissance maximale d'une cellule idéale (c'est-à-dire le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de circuit-ouvert V_{co}) représente un facteur de forme FF(appelé aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage).

Le facteur de forme est proportionnel à la qualité de la cellule, il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes ; d'autres part, ce facteur diminue avec la température. Il exprime l'influence des pertes des deux résistances parasites R_s et R_{sh} . Le facteur de forme est donnée

sous la forme suivante :

$$FF = \frac{p_{\max}}{I_{cc}V_{co}} = \frac{I_{opt}V_{opt}}{I_{cc}V_{co}} \quad (\text{II.46})$$

Module photovoltaïque Pour obtenir une tension électrique générée qui soit utilisable, on raccorde plusieurs cellules en série réalisant ainsi la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité.

2.4 Modélisation de l'élément de stockage (Batterie)

Le principe de fonctionnement d'une batterie est de transformer l'énergie issue des réactions électrochimiques en énergie électrique. En réalité elle est constituée d'un assemblage d'accumulateurs électrochimiques ou cellules, dont le système est réversible. Elle se compose essentiellement des éléments de base suivants :

- Cathode : une électrode positive,
- Anode : une électrode négative,
- Un électrolyte.

Contrairement à une pile. Une batterie est rechargeable car une source d'énergie extérieure peut ramener les électrodes (anode et cathode) à leur état initial et charger le dispositif après sa décharge. Néanmoins, cette recharge reste imparfaite ce qui explique la durée de vie limitée d'une batterie (Voir Figure(II.10)[54, 55].

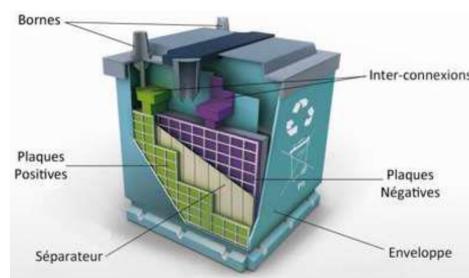


Fig. II.10 Description de l'intérieur d'une batterie

La "capacité" d'une batterie signifie la quantité d'énergie stockée et elle est exprimée en Ampère-heure (Ah).

2.4.1 Modèle Électrique d'une batterie :

La modélisation des batteries est très importante pour l'ensemble de la chaîne de conversion. Un modèle simple est basé sur l'approche électrique comme le montre la figure (II.11). Le schéma du modèle montre une source de tension en circuit ouvert « V_{oc} » connectée en série à une résistance interne invariable « R_b ». L'état de charge (SoC) consiste un paramètre déterminant pour étudier le comportement d'une batterie, d'où « R_b » est proposée variable et la tension de sortie « V_{bat} » à ses bornes peut être exprimée comme suit :

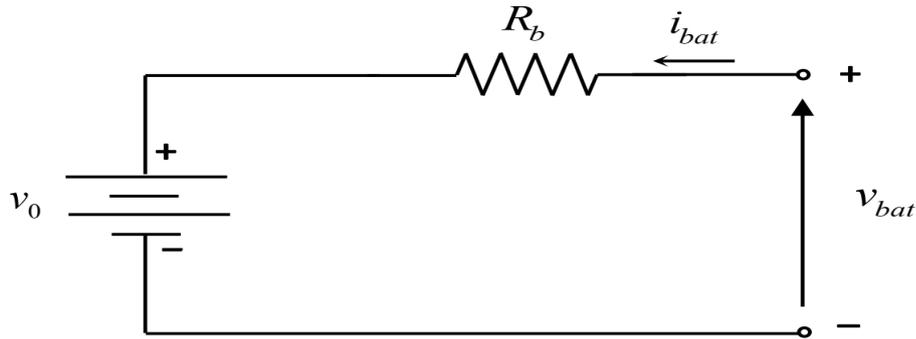


Fig. II.11 circuit équivalente du batterie

$$v_{bat} = v_{oc} - R_b i_{bat} \quad (\text{II.47})$$

2.4.2 État de charge (SoC) & profondeur de décharge (DoD)

L'état de charge d'une batterie SoC (state of charge), exprimé en %, indique le rapport entre la capacité résiduelle ou restante de la batterie et la capacité nominale de cette dernière. Il quantifie l'état de la batterie pendant l'utilisation. Il est donné par :

$$SoC(t) = \begin{cases} SoC(t - \Delta t) + P_{bat} \cdot \frac{\eta_{ch}}{C_n \cdot v_{dc}} \cdot \Delta t \\ SoC(t - \Delta t) + P_{bat} \cdot \frac{1}{\eta_{dis} \cdot C_n \cdot v_{dc}} \cdot \Delta t \end{cases} \quad (\text{II.48})$$

A tout instant t , le SoC doit respecter les contraintes suivantes :

$$SoC_{\min} \leq SoC(t) \leq SoC_{\max} \quad (\text{II.49})$$

La profondeur de décharge (ou DoD pour « Depth of Discharge » en anglais) est aussi un indicateur de niveau de charge de la batterie. Son expression est donnée par :

$$DoD = 1 - SoC(t) \quad (\text{II.50})$$

η_{ch}, η_{dis} Sont respectivement les efficacités de la batterie pendant la phase de charge et de décharge

2.5 Modèle du convertisseur électronique de puissance

Le progrès de l'électronique de puissance constaté par l'arrivée des thyristors, les triacs, les GTO, les IGBT ou les transistors de forte puissance a permis le développement d'un bon nombre de convertisseurs statiques. Ils sont utilisés pour transformer le DC en AC et vice-versa ainsi que pour charger des batteries de stockage. Trois types de convertisseurs sont souvent employés dans les systèmes d'énergie hybride : les redresseurs, les hacheurs et les onduleurs. Dans un premier temps, on s'intéresse à la modélisation du redresseur par *MLI* qui représente dans sa catégorie un meilleur choix car il permet de réduire la perturbation des harmoniques, en conservant des courants d'allure sinusoïdale et aussi un meilleur contrôle des puissances actives et réactives.

Le rôle de l'électronique de puissance est de contrôler la conversion d'énergie au niveau de la machine, le PV et la batterie en plus de transférer la puissance convertie vers le réseau.

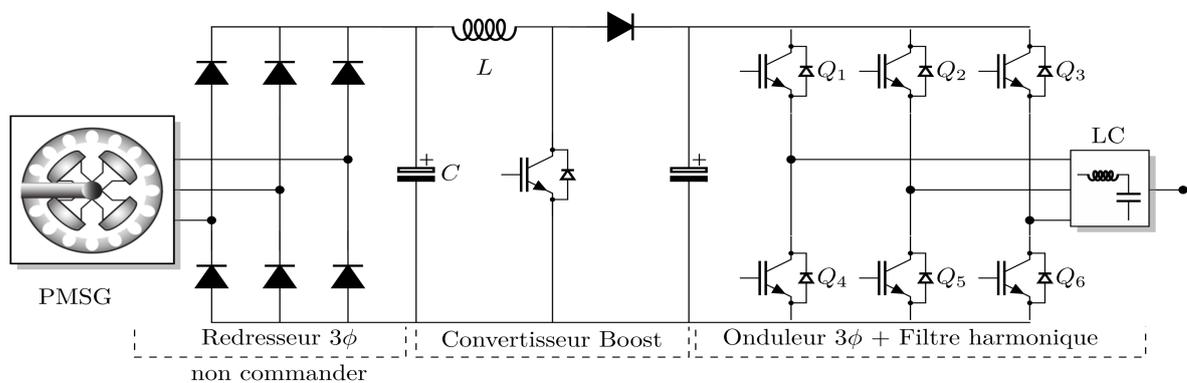


Fig. II.12 Schéma des convertisseurs électronique de puissance

2.5.1 Modélisation du redresseur triphasé à diodes :

Le redresseur est un convertisseur « alternatif/continu ». Une conversion d'énergie électrique permet de disposer d'une source de courant à partir d'une source alternative, il est représenté par la figure (II.13) . Le redresseur à diode est la topologie la plus simple, la moins chère et la plus robuste utilisée dans les applications électroniques de puissance. L'inconvénient de ce redresseur à diode est son incapacité à fonctionner en flux d'énergie bidirectionnel

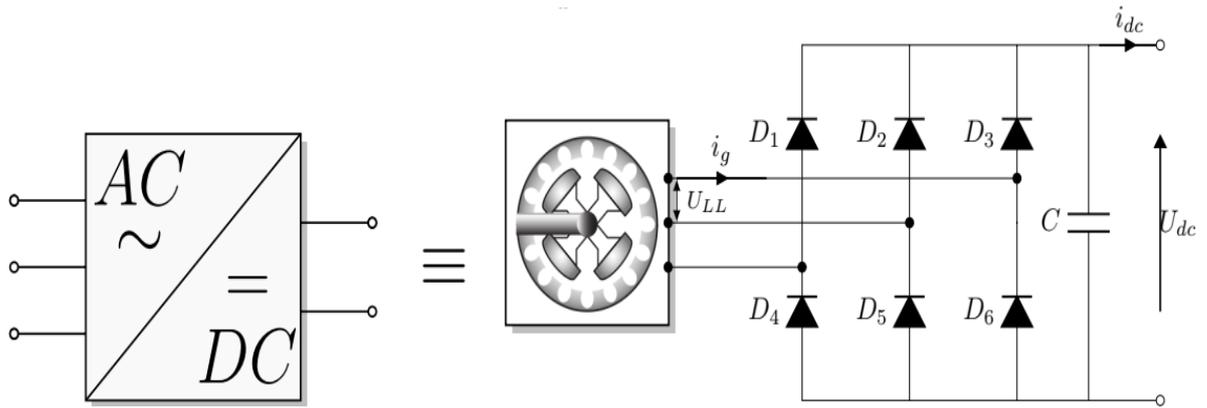


Fig. II.13 Schéma du redresseur à diodes.ac-dc

Ce redresseur comporte trois diodes (D_1, D_2, D_3) à cathode comme assurant l'aller du courant I_{dc} et trois diodes (D_4, D_5, D_6) à anode comme assurant le retour du courant I_{dc} . le redresseur est alimenté par un générateur GSAP La valeur moyenne U_{dc} de la tension redressée est calculée comme suit :

$$U_{dc} = \frac{3}{\pi} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} U_{LL} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{LL} \quad (\text{II.51})$$

2.5.2 Modélisation du hacheur

Le hacheur parallèle (Boost), est un convertisseur statique qui permet d'augmenter la tension continue. La figure (II.14) représente le convertisseur $DC - DC$ (BOOST) avec ces principales composantes (l'inductance, la diode et un semi-conducteur IGBT commandé).

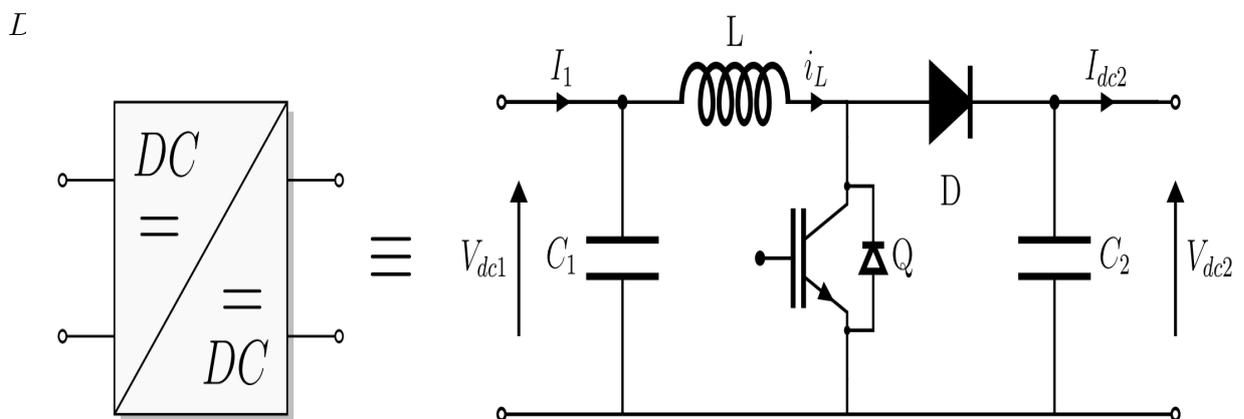


Fig. II.14 schéma de principe de convertisseur Boost $CC-CC$

- Principe de fonctionnement

Il existe deux modes de fonctionnement du convertisseur basés sur l'ouverture (t_{on}), c'est le mode de charge et la fermeture (t_{off}) s'appelle le mode de décharge de l'interrupteur [57].

Le premier mode de fonctionnement du boost est donné quand l'interrupteur est fermé et diode bloquée sur l'intervalle $0 < t < \alpha T$. La tension de l'inductance s'écrit sous la forme suivante :

$$V_{dc1} = L \frac{di_L}{dt} \quad (\text{II.52})$$

Le deuxième mode de fonctionnement du boost est donné par les explications ci-dessous : Pour $\alpha T < t < T$ interrupteur ouvert et diode passante. La tension de l'inductance est donnée par :

$$V_L = (V_{dc1} - V_{dc2}) = L \frac{di_L}{dt} \quad (\text{II.53})$$

La tension de sortie en fonction du rapport cyclique est donnée par l'équation suivante :

$$V_{dc2} = \frac{1}{1 - \alpha} V_{dc1} \quad (\text{II.54})$$

Le rapport cyclique α est donné par l'équation suivante :

$$\alpha = \frac{t_{on}}{T} \quad (\text{II.55})$$

2.5.3 Modélisation de l'onduleur

Les convertisseurs CC/CA sont appelés onduleurs. La fonction d'un onduleur est de changer une tension d'entrée CC en une tension de sortie CA symétrique de l'amplitude et de la fréquence désirées [58].

La tension de sortie peut être fixe ou variable à une fréquence fixe ou variable. Une tension de sortie variable peut être obtenue en faisant varier la tension continue d'entrée et en maintenant le gain de l'inverseur constant. D'autre part, si la tension d'entrée continue est fixe et qu'elle n'est pas contrôlable, une tension de sortie variable peut être obtenue en faisant varier le gain de l'onduleur, ce qui est normalement accompli par modulation de largeur d'impulsion *MLI* dans l'onduleur. Les formes d'onde de tension de sortie des onduleurs idéaux doivent être sinusoïdales. Cependant, les formes d'onde des onduleurs pratiques ne sont pas sinusoïdales et contiennent certaines harmoniques. La structure générale d'un onduleur de tension deux niveaux est représentée dans la Figure (II.15).

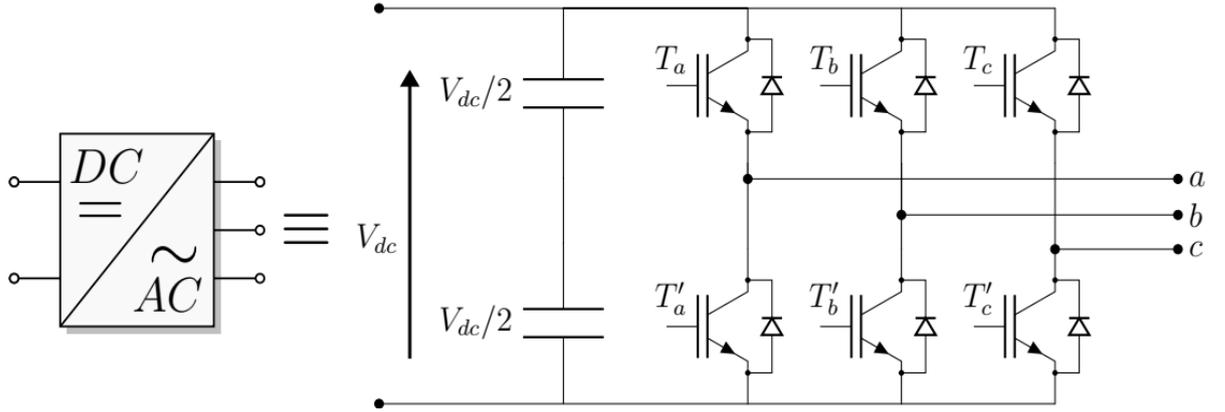


Fig. II.15 Schéma de principe de l'onduleur triphasé de tension DC-DC

La phase k ($k=a, b, c$) de l'onduleur peut délivrer instantanément une tension de sortie, V_{k0} , possédant deux niveaux distincts 0 ou V_{dc} :

$$V_{k0} = C_k \cdot V_{dc} \quad (\text{II.56})$$

où $C_k = 0, 1$ est un index représentant le niveaux de la phase k .

Les tensions phase point neutre fictif de la charge peuvent s'écrire, en triphasé, sous la forme du système d'équations (II.57).

$$\begin{aligned} V_{an} &= \frac{V_{dc}}{3} (2.C_a - C_b - C_c) \\ V_{bn} &= \frac{V_{dc}}{3} (2.C_b - C_a - C_c) \\ V_{cn} &= \frac{V_{dc}}{3} (2.C_c - C_b - C_a) \end{aligned} \quad (\text{II.57})$$

La transformation triphasée/diphassée de Park représentée par équation (II.18) peut aussi s'écrire sous la forme vectorielle, selon la forme de (I.4),

$$\underline{X} = X_\alpha + jX_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} (X_1 + \underline{a}X_2 + \underline{a}^2X_3) \quad (\text{II.58})$$

avec X_1, X_2, X_3 du système triphasé par la transformation. et

$$\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (\text{II.59})$$

aux tensions phase-neutre données par (II.57), on obtient dans le repère fixe diphassé le vecteur tension en fonction de chaque niveau de phase (II.60).

$$\bar{V}_s = V_{s\alpha} + jV_{s\beta} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} (C_a + \underline{a}C_b + \underline{a}^2C_c) \quad (\text{II.60})$$

On désigne par séquence de niveaux de phase chaque combinaison des variables C_a, C_b, C_c donnant un élément de l'ensemble (C_a, C_b, C_c) . Ainsi, dans le plan (α, β) , le vecteur V_s possède 8 positions possibles dépendant des valeurs de C_a, C_b et C_c et donc de la configuration de l'onduleur. La figure (I- 3) expose, pour chacune des positions du vecteur V_s repérée par le triplet (C_a, C_b, C_c) , la configuration correspondante de l'onduleur.

3 Conclusion

Avant d'étudier les topologies des nouvelles structures de convertisseurs statiques dans les HPWS, une modélisation des différents éléments de la chaînes de conversion photovoltaïque et éolienne ainsi que les principales interactions entre les sous-systèmes seront présentées.

Après l'obtention du modèle global du système de génération hybride, une description du principe de fonctionnement des différentes sources de production et de stockage de l'énergie électrique a été introduit afin de permettre la simplification de la modélisation et l'évaluation du comportement d'un système électrique hybride.

Afin d'améliorer le comportement des systèmes électriques hybrides en régime transitoire et en fonctionnement dans des conditions sévères, des batteries peuvent être introduites comme source de secours d'énergie.

Désormais, et sur la base de ce qui a été présenté auparavant, les avantages des nouvelles architectures des convertisseurs statiques associés à leurs stratégies de commandes avancées et de gestion d'énergie électrique vont être exploités des les prochains chapitres.



Nouvelles structures des convertisseurs statiques dans les SHPÉ

Sommaire

1	Introduction	54
2	Topologie du convertisseur de puissance pour un système PV/éolien	54
3	Stratégies de contrôle des systèmes de production d'énergie renouvelable hybride	68
4	Classification des convertisseurs multiniveaux	70
5	Techniques de commande adoptées au système hybride d'énergie renouvelable	85
6	Le réglage conventionnel par PI classique	92
7	Structure de contrôle en mode connecté au réseau	96
8	Résultats de simulations et discussions	101
9	Conclusion	104

1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est de donner un aperçu général sur les nouvelles structures des convertisseurs statiques employés dans les systèmes hybrides d'énergies renouvelables dans le but de détailler les nouvelles architectures des convertisseurs et de présenter leurs structures de contrôle classique. La première section de ce chapitre traitera des généralités sur les nouvelles architectures de convertisseurs d'électronique de puissance utilisées, puis nous allons évoquer l'application du contrôle conventionnel par un régulateur PI classique non linéaire sur la chaîne de conversion hybride. Dans une deuxième étape, la stratégie de contrôle sera discutée et synthétisée. Enfin, pour valider la technique de contrôle proposée et d'analyser le comportement du convertisseur étudié, des essais de simulations seront effectués dans des différentes conditions de fonctionnement.

2 Topologie du convertisseur de puissance pour un système PV/éolien

Un convertisseur de puissance se compose principalement d'étages de puissance, d'un contrôleur électronique et des circuits auxiliaires pour l'isolement, le filtrage de sortie, les capteurs de tension et de courant, le conditionnement de signaux et protection, etc... Dans cette section, on peut citer les différentes topologies de convertisseurs utilisés dans la chaîne de conversion d'énergie renouvelable hybride.

2.1 Configurations du système photovoltaïque

Les systèmes de production d'électricité *PV* connectés au réseau peuvent être trouvés dans différentes tailles et niveaux de puissance pour plusieurs applications, allant d'un seul module *PV* d'environ 200 W à plus de 100 000 modules pour les installations photovoltaïques de plus de 100 MW [59]. Les principales caractéristiques de chaque configuration sont affichées dans le tableau (III.1) tandis qu'un aperçu de l'emplacement de l'alimentation convertisseurs dans chaque architecture est illustré sur la Figure (III.1).

Topologie	Module alternatif	Chaîne	Multi-chaîne	Centrale
Échelle	Petit	Moyen	Moyen/grand	Grand
Plage de puissance	$< 500W$	$< 10kW$	$< 500kW$	$< 850kW$
Semi-conducteurs	MOSFET	MOSFET/IGBT	MOSFET/IGBT	IGBT
Efficacité du convertisseur	Le plus bas	Haute	Haute	Le plus élevé
Efficacité de la MPPT	Le plus élevé	Bien	Haute	Bien

Tableau III.1 – Aperçu de la configuration du système PV connecté au réseau

Topologie du module AC

La configuration du module AC utilise un onduleur individuel connecté au réseau pour chaque module PV du système (figure (III.1)). Par conséquent, cette configuration est également connue sous le nom de micro-onduleur ou module inverseur intégré en raison de la petite taille et de la faible puissance nominale du convertisseur. La puissance nominale BT des modules PV (généralement autour de 30V) nécessite une surélévation de tension pour le raccordement au réseau. C'est pourquoi on trouve généralement des onduleurs à module AC avec un transformateur (au moins en Europe, qui a une tension réseau-réseau plus élevée par rapport au Japon, par exemple) pour augmenter la tension et fournir simultanément une isolation galvanique. La présence du transformateur supplémentaire signifie que c'est la configuration avec le rendement le plus faible du convertisseur de puissance, qui est compensé par la technique MPPT grâce au convertisseur dédié. D'autres avantages incluent des coûts d'installation réduits, une modularité et une flexibilité améliorée [60, 61].

Cette configuration convient aux emplacements avec beaucoup d'ombrage partiel, des structures de toit complexes, de petits systèmes ou des combinaisons de différentes orientations de toit. La petite taille du convertisseur permet une conception de boîtier très compact qui est attaché à l'arrière de chaque module PV, d'où le nom onduleur intégré au module. En raison de leur fonctionnement BT, les dispositifs à transistors à effet de champ (MOSFET) se trouvent le plus souvent dans ces topologies [61].

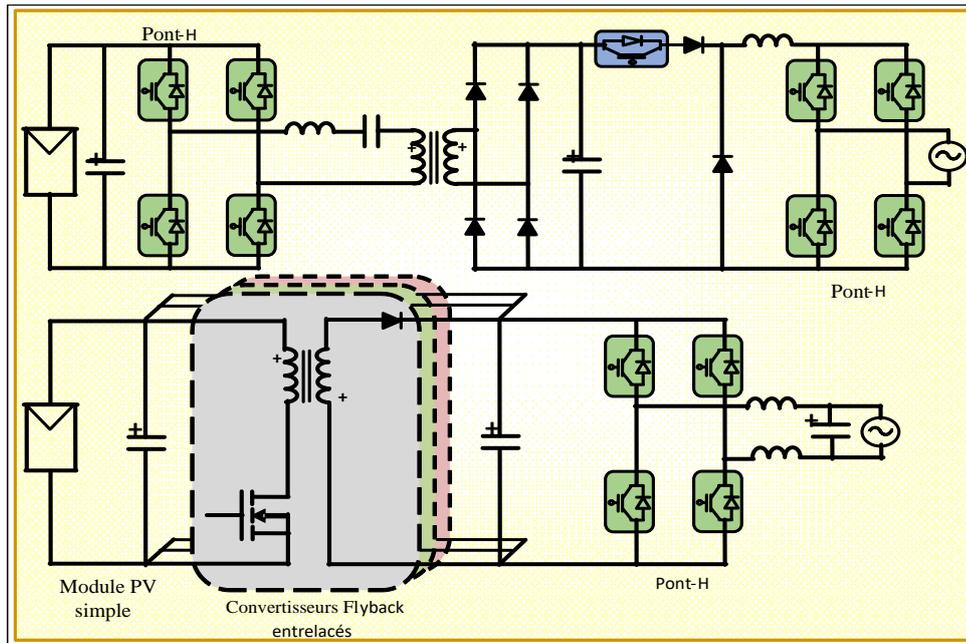


Fig. III.1 Convertisseur statique à structure alternative

Topologie de l'onduleur de chaîne

Les onduleurs string connectent une seule chaîne PV au réseau (figure (III.2)) et sont subdivisés en topologies de conversion à un étage et à deux étages, en fonction de l'ajout (ou non) d'un étage DC-DC utilisé pour adapter la tension continue de sortie de la chaîne photovoltaïque à la tension côté continu de l'onduleur du réseau

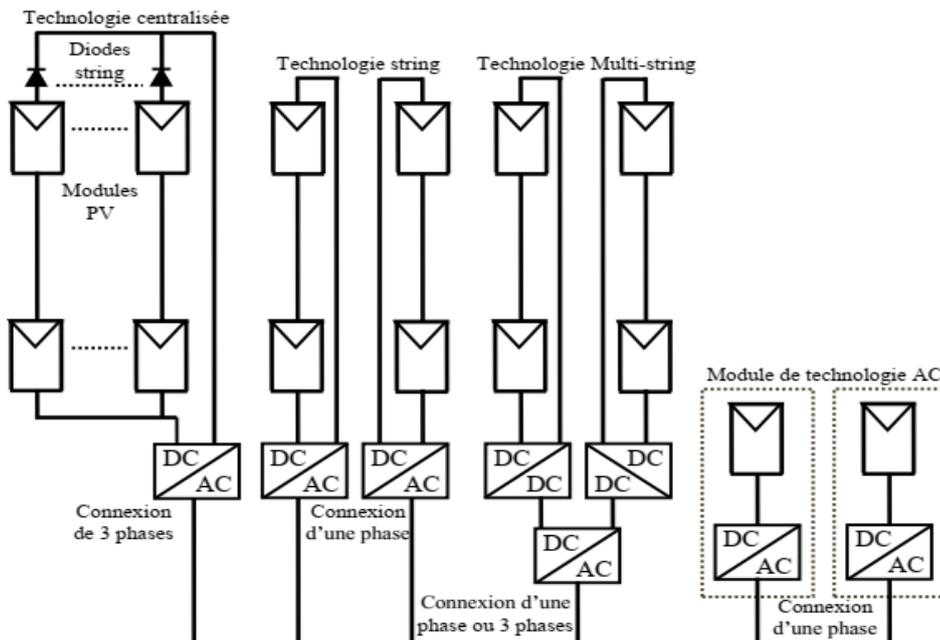


Fig. III.2 Architecture des systèmes PV via des convertisseurs de puissance

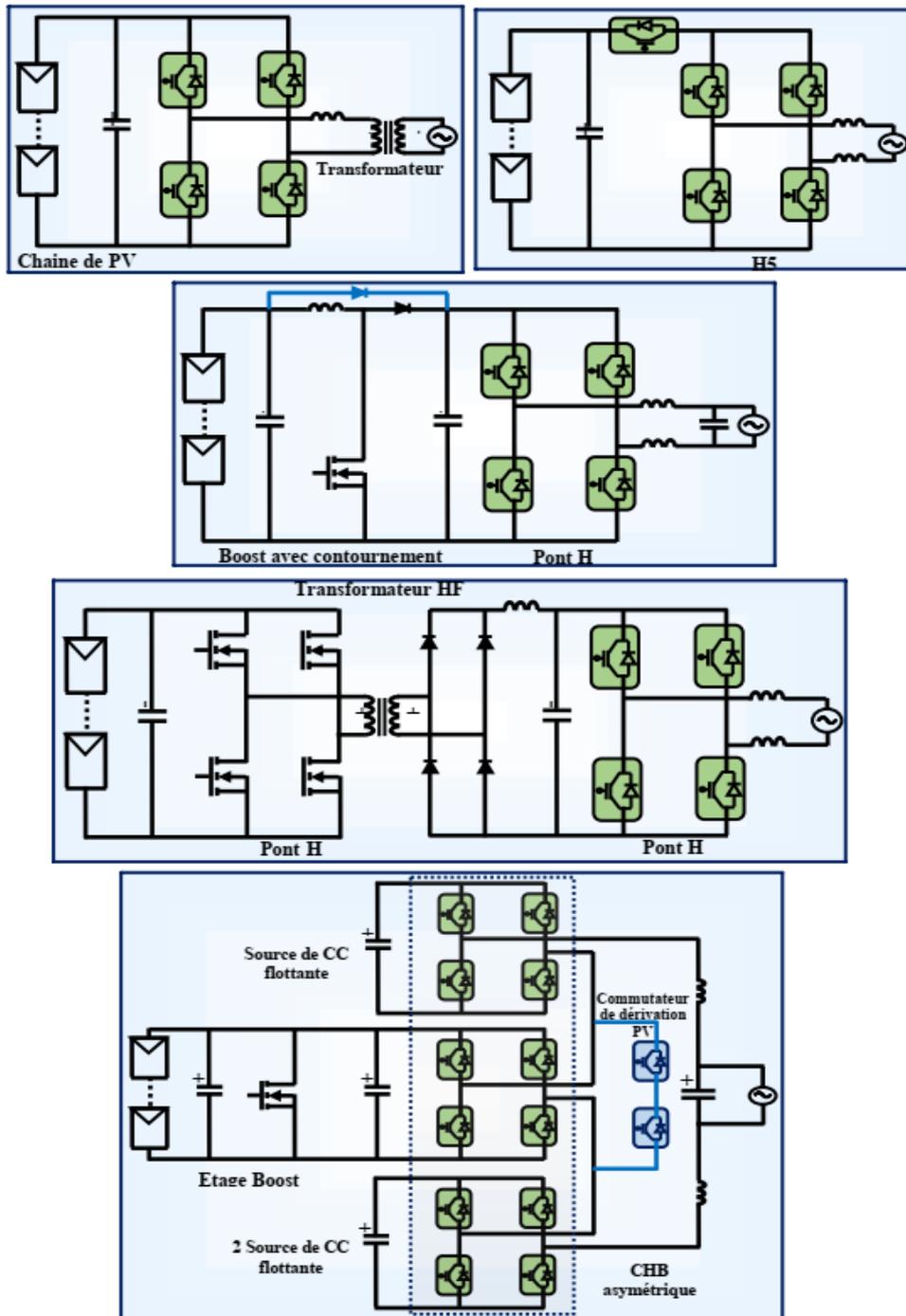


Fig. III.3 différentes topologies de système PV reliées aux convertisseurs de puissance

De plus, il existe des onduleurs de réseau avec ou sans isolation galvanique. L'isolement peut être introduit côté réseau via un transformateur basse fréquence (grande taille et poids assez lourd) ou au sein de l'étage DC-DC via un transformateur haute fréquence (léger et compact mais avec des pertes supplémentaires de plusieurs semi-conducteurs de convertisseur DC-DC). Les différentes combinaisons entre un ou deux étages, avec transformateur ou onduleurs string sans transformateur, ont conduit à une large gamme de configurations des

différents convertisseurs, comme le montre les figures III.4, III.5 et III.6. Par rapport aux onduleurs à module AC, l'onduleur string à MPPT, est moins précis et il réduit le rendement énergétique total sous l'ombrage partiel. L'onduleur string est très populaire pour les systèmes PV à petite et moyenne échelle, en particulier pour les systèmes PV résidentiels sur les toits.

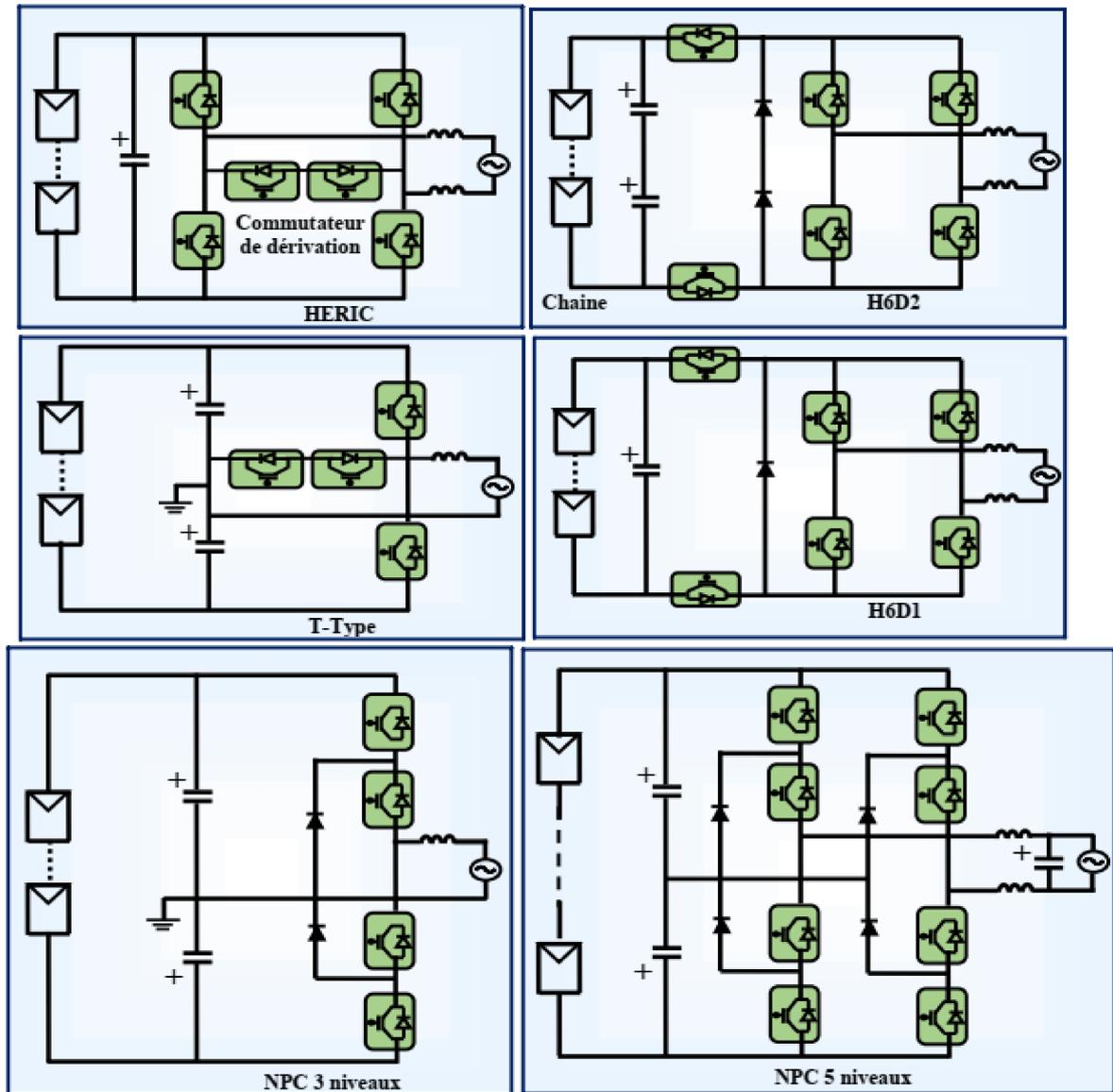


Fig. III.4 Emplacement des convertisseurs de puissance pour différentes configurations du système PV

Topologie multichaîne

Pour ajouter plus de flexibilité à l'onduleur string et afin d'améliorer les performances MPPT du système PV, le concept multistring a été développé. Les cordes sont divisées en morceaux plus petits (moins de modules en série) et connectés via des convertisseurs MPPT

DC-DC indépendants au réseau onduleur (Fig. III.2). L'étage DC-DC augmente également la tension des plus petites chaînes [62]. En plus, les étages DC-DC sont une solution rentable par rapport à plusieurs onduleurs string multichaîne, on trouve aussi également des onduleurs avec ou sans isolation (Figure. III.1). Ces convertisseurs réduisent l'ombrage partiel et discordant, ils conviennent non seulement aux systèmes photovoltaïques sur toiture, mais aussi aux moyens et installations photovoltaïques à grande échelle.

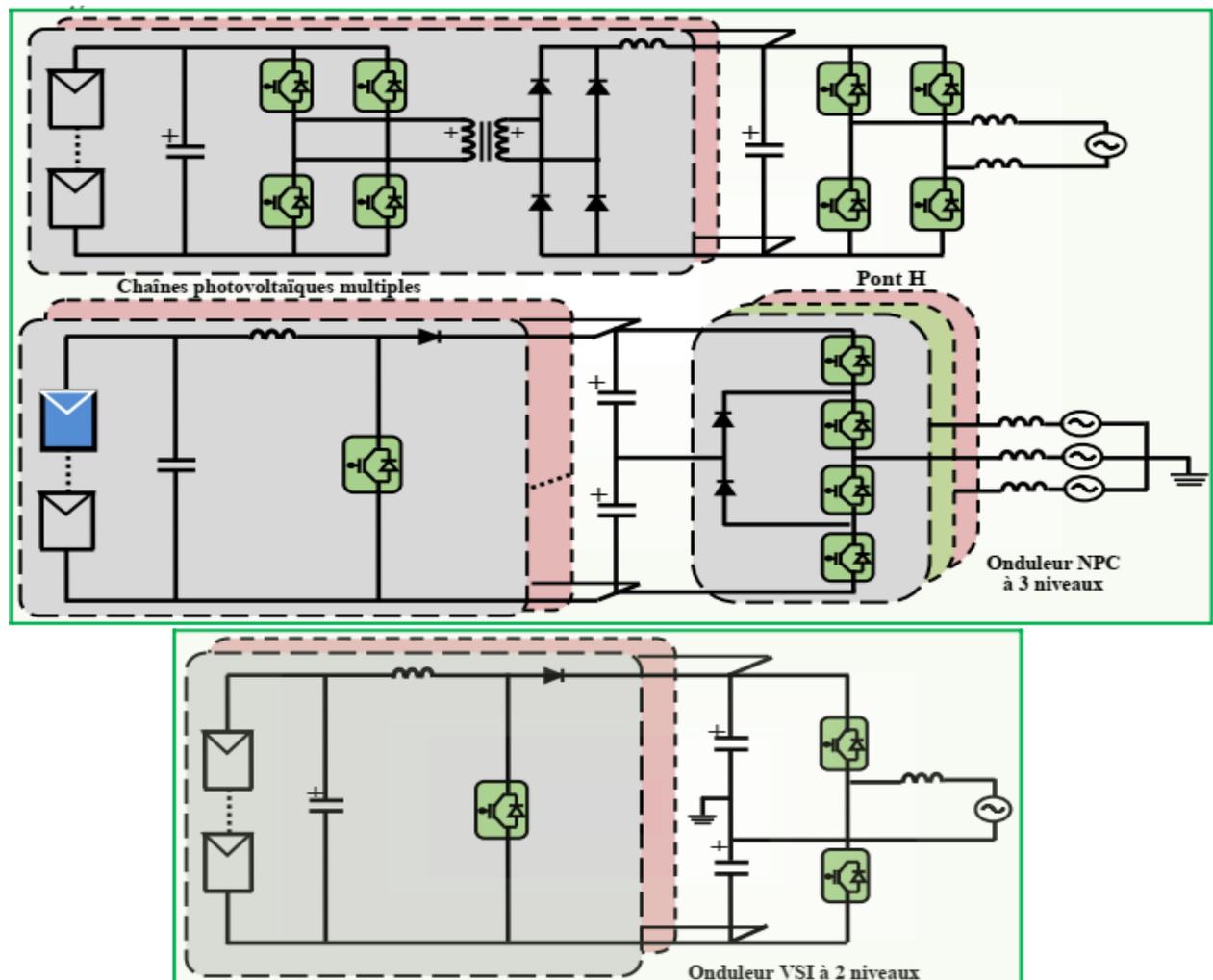


Fig. III.5 *Systèmes PV doté par des convertisseurs de puissance*

Topologie centrale

Enfin, l'onduleur central interface un champ photovoltaïque entier au réseau via un seul onduleur (Figure III.6). Une diode de blocage en série sur chaque chaîne est nécessaire pour les empêcher d'agir comme une charge lorsqu'un ombrage partiel ou une incompatibilité se produit. Étant donné que l'ensemble du réseau est connecté à un seul onduleur, cette configuration ne peut fournir qu'une seule opération MPPT, conduisant à l'efficacité MPPT

la plus faible de toutes les configurations. Néanmoins, il offre une structure simple avec un convertisseur efficace, ce qui rend l'une des solutions les plus courantes pour les installations photovoltaïques à grande échelle. Cet onduleur centralisé comprend des limitations sévères telles que des câbles DC haute tension entre les modules PV et l'onduleur, les pertes de puissance dues à un MPPT centralisé, les pertes de discordance entre les modules PV, pertes dans les diodes et conception inflexible où les avantages de la production en série ne peuvent être atteints.

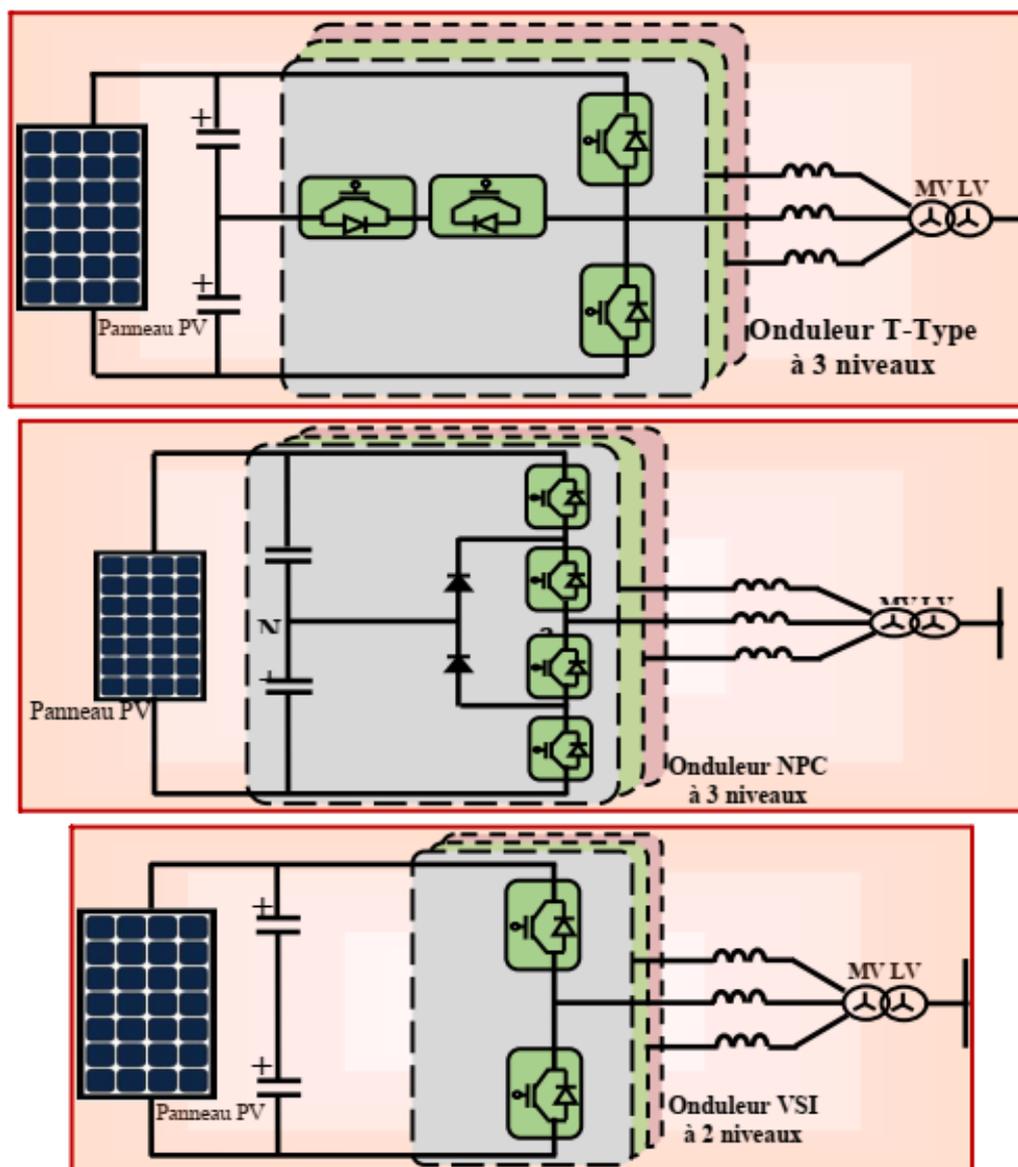


Fig. III.6 Emplacement des convertisseurs multiniveaux destinés aux systèmes PV

2.2 Convertisseurs d'électronique de puissance dans les systèmes d'énergie éolienne

L'intégration de l'électronique de puissance dans les systèmes de conversion éoliens a reconnu un accroissement considérable depuis les années 1980. En passant au début par l'emploi d'un démarreur progressif à thyristors pour interconnecter l'éolienne au réseau. La configuration est améliorée par l'élimination du démarreur et l'ajout du générateur qui sera par la suite connecté directement au réseau. Dans les années 1990, c'était l'avènement du contrôle de la résistance du rotor avec un pont de diodes et un interrupteur électronique de puissance, puis vient la génération des convertisseurs de puissance back to back qui progressivement a passé de la puissance réduite pour les machine asynchrone à double alimentation (MADA) à la pleine puissance [63, 64, 65]. L'utilisation de deux convertisseurs statiques de tension à deux niveaux dans une configuration back to back s'avère la solution la plus adoptée dans les convertisseurs de puissance pour les éoliennes de la gamme la plus vendue (de 1,5 à 3MW) [64]. Pour des puissances inférieures et supérieures, plusieurs solutions se présentent telles que le pont de diodes pour les générateurs synchrones à aimant permanent et également l'utilisation de convertisseurs multi-niveaux pour entrer en moyenne tension pour les applications à haute puissance. Dans cette section, différentes topologies de convertisseurs statiques de structures avancées sont décrites tout en mettant en valeur leurs avantages et inconvénients pour l'utilisation de l'énergie éolienne.

2.2.1 Architectures de convertisseurs de puissance

A l'époque, il n'y avait pas beaucoup de diversité pour l'architecture de convertisseur de puissance utilisée dans les applications de l'énergie éolienne. Le fonctionnement à basse tension nécessite des convertisseurs statiques de tension à modulation de largeur d'impulsion à deux niveaux de tension (2L-MLI-VSC) ou des circuits plus simples et ils sont capables de satisfaire la plupart des exigences techniques[66]. Cependant en raison de la demande accrue en matière de puissance, de rendement, de contrôle et de fiabilité, les performances d'un seul convertisseur à 2L-MLI-VSC ne sont pas satisfaisantes pour le futur des systèmes éoliens. En effet, ceci nous conduit à s'orienter vers des convertisseurs de puissance plus avancées pour les applications éoliennes. Dans cette partie du travail, on va passer au détail de quelques configurations intéressantes.

2.2.2 Convertisseurs conventionnels à deux niveaux

Jusqu'à présent, les systèmes éoliens utilisent plus souvent la structure des convertisseurs statique à 2L-MLI-VSC. Ces convertisseurs statiques peuvent être utilisés dans différentes configurations qui sont introduites comme suit :

a) Convertisseur statique unidirectionnelle à deux niveaux : il devient plus commode d'intégrer un générateur synchrone à aimant permanent (GSAP) dans l'éolienne. Ceci est appuyé d'une part par l'inexistence de la puissance réactive requise pour ces générateurs et d'autre part par la puissance active qui circule en unidirectionnelle du générateur vers le réseau électrique. Un simple redresseur à diodes est employé du côté générateur pour chercher la rentabilité, (voir figure(III.7)). Néanmoins, le redresseur à diode, même avec ses multiples phases ou 12 impulsions, présentent des pulsations basse fréquence qui ont comme conséquence la provocation de la résonance de l'arbre [67]. Des solutions de redressement semi-contrôlées sont également possibles [66, 68]. Dans le but d'obtenir un fonctionnement à vitesse variable et une tension de bus continu stable, un hacheur boost peut être inséré dans la liaison continue ou la tension peut être contrôlée en utilisant l'excitation du rotor, comme le montre la figure (III.7). L'utilisation d'un onduleur de tension côté réseau est obligatoire car un stockage capacitif en courant continu est utilisé [66, 67].

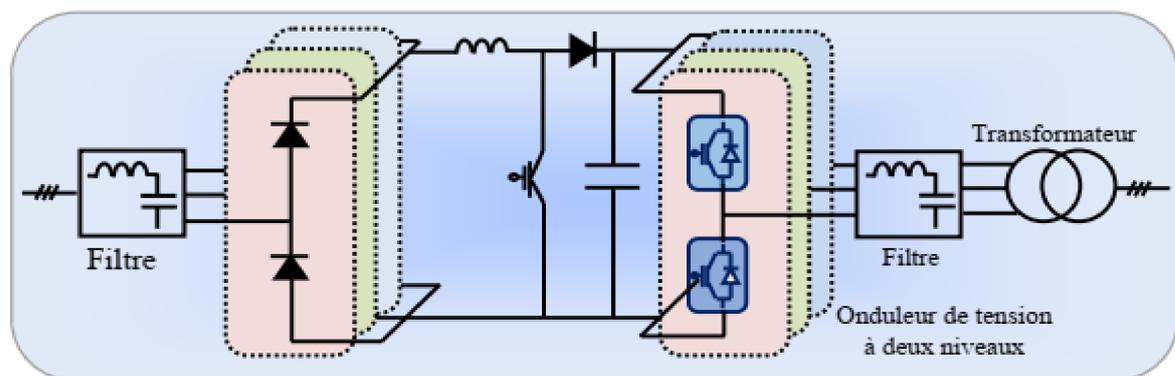


Fig. III.7 Convertisseur unidirectionnel à deux niveaux pour turbine éolienne

b) Convertisseur de puissance de source de tension back to back à deux niveaux : le convertisseur statique de tension à commande MLI à deux niveaux est la topologie de convertisseur de puissance triphasée la plus répandue dans les systèmes éoliens. Les connaissances disponibles dans ce domaine sont vastes et il s'agit d'une technologie bien établie. Pour l'interface entre le générateur et le réseau dans les éoliennes, deux convertisseurs

statiques à deux niveaux sont généralement configurés comme une structure back to back (2L-BTB) avec un transformateur côté réseau, comme illustré sur la figure (III.8). L'avantage de cette architecture est sa structure relativement simple, ce qui contribue à une performance robuste et fiable éprouvée. ce convertisseur est la solution de pointe pour le concept d'éolienne basé sur la GADA [69]. Cependant, à mesure que la gamme de puissance et de tension de l'éolienne augmente, le convertisseur à 2L-BTB peut souffrir de pertes de commutation plus importantes et d'une efficacité inférieure pour des puissances de l'ordre du mégawatt (MW). Les dispositifs de commutation disponibles doivent également être mis en parallèle ou connectés en série afin d'obtenir la puissance et la tension requises, ce qui peut réduire la simplicité et la fiabilité du convertisseur de puissance [69]. Les sorties de tension à deux niveaux des convertisseurs conventionnels introduisent des contraintes dv/dt importantes dans les enroulements du générateur et du transformateur. Ces contraintes nécessitant des filtres de sortie volumineux pour limiter le gradient de tension et réduire le niveau des harmoniques, en particulier dans le cas des câbles de connexions longues. Par conséquent, il devient plus difficile d'atteindre des performances acceptables dans les éoliennes.

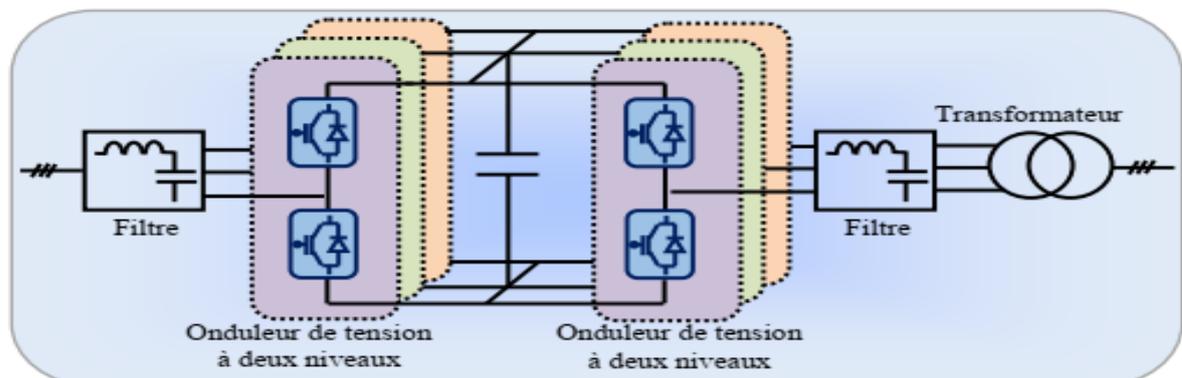


Fig. III.8 Convertisseur à deux niveaux back-to-back pour turbine éolienne

2.2.3 Les convertisseurs de puissance multiniveaux

La capacité de puissance des éoliennes ne cesse d'augmenter (même jusqu'à $10 MW$), et il devient de plus en plus difficile pour une solution à deux niveaux traditionnelle d'atteindre des performances acceptables avec les dispositifs de commutation disponibles. Pour les éoliennes à niveau de haute tension et grandes puissances, les topologies de convertisseur à plusieurs niveaux deviennent indispensables [70]. Les convertisseurs multiniveaux peuvent être classés en trois grandes catégories [70, 71] : structure NPC (Neutral point clamped), structure multicellulaires série ou cellules imbriquées (convertisseurs multiniveaux à condensateur volant)

et structure des cellules en cascade. Afin d'obtenir une conception rentable, les convertisseurs multiniveaux sont principalement utilisés dans les éoliennes de puissance à grande échelle l'ordre de 3 à 7 MW. Plusieurs solutions possibles sont présentées ci-dessous :

a) Structure NPC à trois niveaux back to back Le convertisseur à trois niveaux à structure NPC est l'une des topologies multiniveaux les plus commercialisées sur le marché. Semblable au 2L BTB, il est généralement configuré comme une structure back to back dans le système d'éolienne, comme le montre la figure (III.9), qui est appelée trois niveau (NPC 3L-BTB) pour plus de commodité. Ce convertisseur peut atteindre une sortie de niveau de tension supplémentaire et moins de tension dv/dt par rapport au 2L-BTB, ainsi la taille du filtre peut être réduite pour la même puissance et tension. La fluctuation potentielle du point milieu dans le bus continu, était un inconvénient du NPC 3L-BTB . Ce problème a fait l'objet de nombreuses recherches et est résolu par la commande d'états de commutation redondants ou par l'introduction de circuits supplémentaires [72].

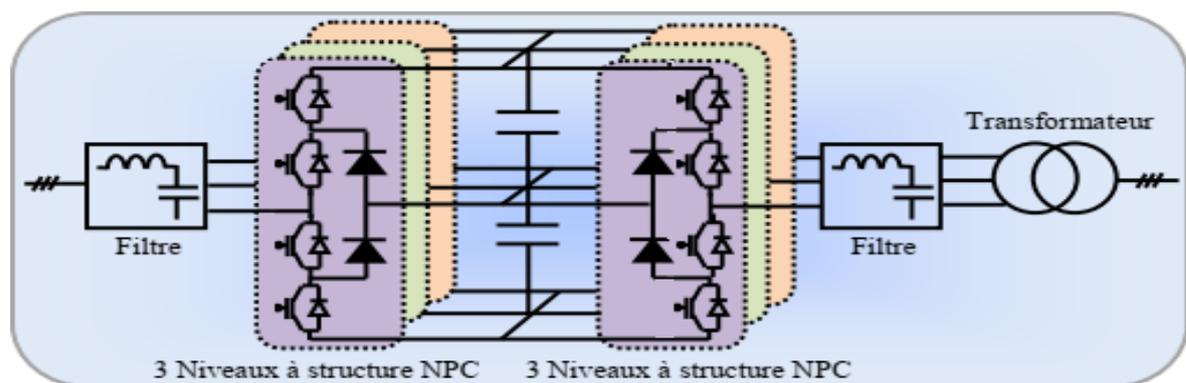


Fig. III.9 Convertisseur à 3 niveaux à structure NPC back-to-back pour éolienne

b) Structure back to back de pont en H à trois niveaux Cette structure composée essentiellement de deux convertisseurs triphasés à pont en H configurés dans une structure back to back, la figure (III.10) montre le schéma de cette architecture. Il donne les mêmes performances que le 3L-NPC BTB, son avantage est la répartition inégale des pertes et l'équilibrage des capacités qui peuvent être évitées. Ainsi, une charge plus efficace et égale des dispositifs de commutation de puissance ainsi qu'une capacité de conception plus élevée peuvent être obtenues [72]. Seulement la moitié de la tension du bus continu est nécessaire par rapport au 3L-NPC BTB, il y a aucun point milieu dans le bus continu et moins de connexion de condensateurs en série. Cependant, la solution 3L-HB BTB a besoin d'une

structure d'enroulement ouverte dans le générateur ainsi que dans le transformateur dans le but de réaliser l'isolement entre chaque phase. Cette caractéristique présente à la fois des avantages et des inconvénients : d'une part, une capacité potentielle de tolérance aux pannes est obtenue si une ou même deux phases du générateur sont hors service, d'autre part, le coût supplémentaire, le poids, la perte et l'inductance / capacité dans les câbles peuvent être les principaux inconvénients, en particulier dans l'application éolienne.

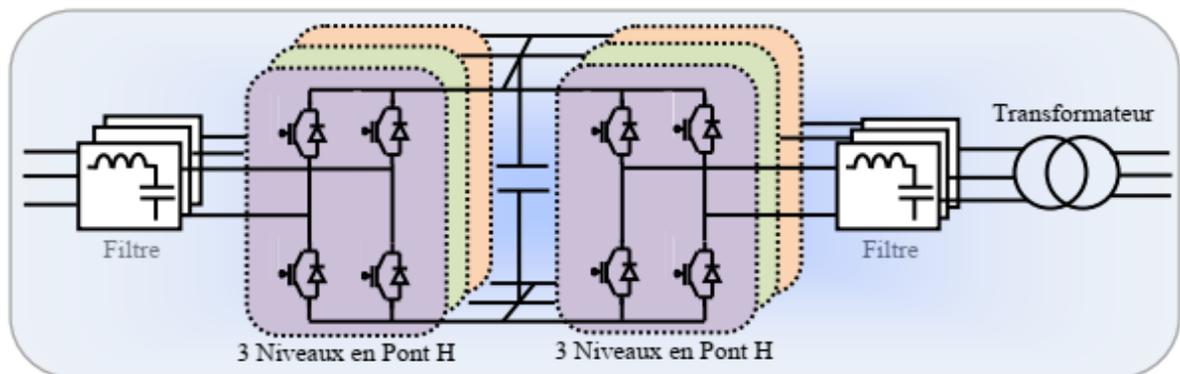


Fig. III.10 Convertisseur à trois niveaux back to back en pont H

c) **Architecture pont en H à cinq niveaux back to back** Ce convertisseur est constitué de deux convertisseurs triphasés à pont en H utilisant des bras de commutation 3L-NPC, comme le montre la figure (III.11).

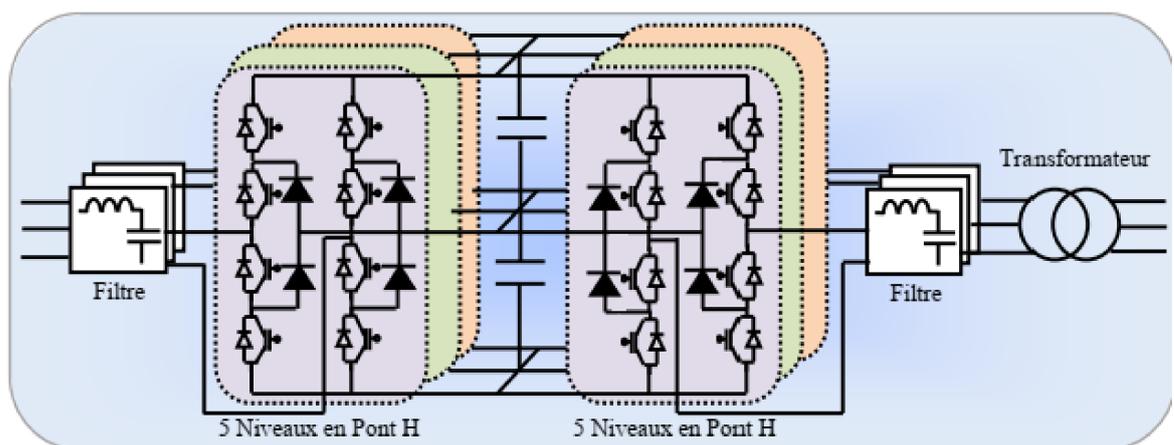


Fig. III.11 Convertisseur à cinq niveaux back to back en pont H

Il s'agit d'une extension de la solution 3L-HB BTB, et partage les mêmes exigences pour le générateur et le transformateur à enroulement ouvert. Le 5L-HB BTB peut atteindre une sortie à cinq niveaux de tension et une amplitude de tension doublée par rapport à la solution 3L-HB BTB avec les mêmes dispositifs d'alimentation. Ces caractéristiques permettent un

filtre de sortie plus petit et une intensité nominale inférieure dans les composants ainsi que dans les câbles [?]. Cependant, le convertisseur à 5 niveaux en pont H introduit plus de dispositifs de commutation, une répartition des pertes inégale et de plus grands condensateurs de liaison continue.

2.2.4 Convertisseurs multicellulaires

En plus de la solution des convertisseurs à multiniveaux, certaines configurations avec des convertisseurs à plusieurs cellules sont largement adoptées par l'industrie afin de gérer la croissance rapide en puissance des éoliennes.

a) Convertisseur multicellulaire avec cellules de conversion en parallèle La figure (III.12.a) montre une solution multicellulaire adoptée par Gamesa [73] ; qui a utilisé plusieurs convertisseurs à 2 niveaux VSC 2L en parallèle du côté générateur ainsi que du côté réseau. Siemens introduit également la configuration similaire dans ses éoliennes *MW*, comme indiqué sur la figure (III.12b) [74]

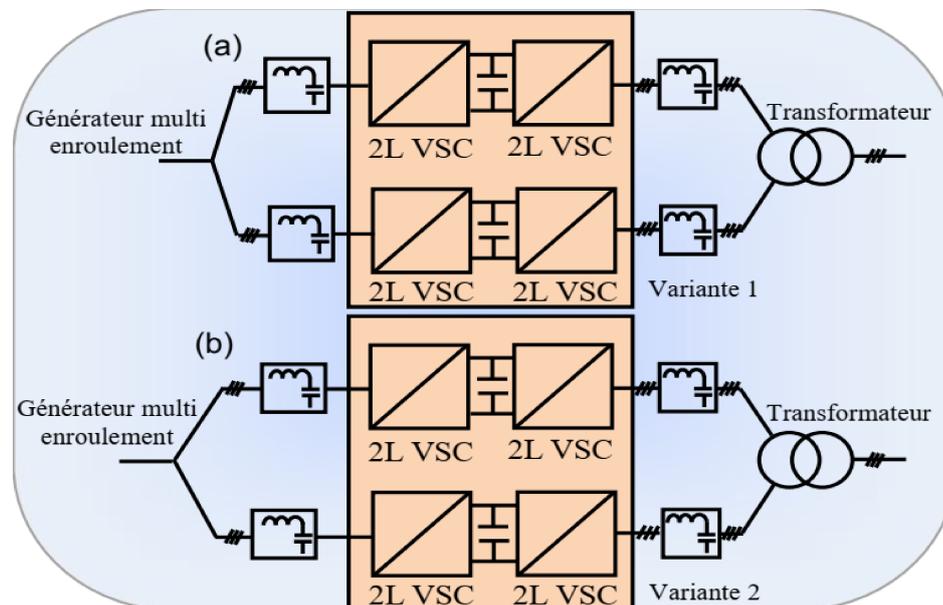


Fig. III.12 a,b Convertisseur multicellulaire parallèle (MC-PCC)a), b)

Les cellules de convertisseur à basse tension standard sont éprouvées ainsi que les caractéristiques redondantes et modulaires sont les principaux avantages. Cette configuration de convertisseur est la solution industrielle de pointe pour les éoliennes supérieures à 3 *MW*.

b) Convertisseur en pont H en cascade avec transformateurs de moyenne fréquence Cette architecture est illustrée sur la figure (III.13), elle est formée de convertisseurs en pont H en cascade back to back, avec des convertisseurs DC / DC isolés par une interface galvanique. Les convertisseurs DC / DC ont un transformateur moyenne fréquence fonctionnant de plusieurs kHz à des dizaines de kHz , ce qui permet de réduire considérablement la taille du transformateur. De plus, en raison de la structure en cascade, il peut être directement connecté aux réseaux de distribution (10 – 20 kV), avec un signal de tension de sortie de meilleure qualité, une redondance et une conception sans filtre.

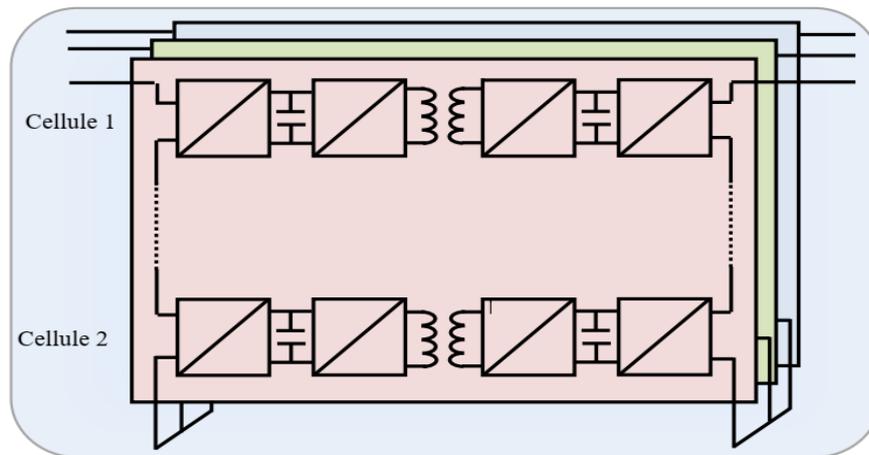


Fig. III.13 Convertisseur en pont H en cascade avec transformateur moyenne fréquence

Cette solution deviendrait plus attrayante si cette structure pouvait être placée dans la nacelle des éoliennes car le transformateur basse fréquence encombrant peut être remplacé par des dispositifs semi-conducteurs de puissance plus compacts et configurés de manière flexible.

c) Convertisseur multiniveaux modulaire Cette configuration partage l'idée similaire avec certains des convertisseurs émergents utilisés pour la transmission de courant continu à haute tension (HVDC) [15], comme le montre la figure (III.14). Il est également basé sur une structure back to back avec des cellules de conversion en cascade de 2L-VSC. Un avantage de cette configuration est la capacité de tension / puissance facilement évolutive ; par conséquent, il peut atteindre une conversion de puissance élevée à des dizaines de kV avec une bonne modularité et redondance. Le filtre de sortie peut également être éliminé en raison de niveaux de tension considérablement élevés. Cependant, la tension nominale utilisable dans le système d'éolienne peut être considérablement limitée par les matériaux d'isolation du générateur. De

plus, la fréquence fondamentale faible des sorties du générateur (ce qui est le cas normal pour le générateur synchrone MW) peut introduire de grandes fluctuations de la tension continue dans les cellules du convertisseur du côté du générateur, et nécessite ainsi l'utilisation de condensateurs encombrants dans le système de convertisseur, ce qui n'est pas préférable pour la conception compacte.

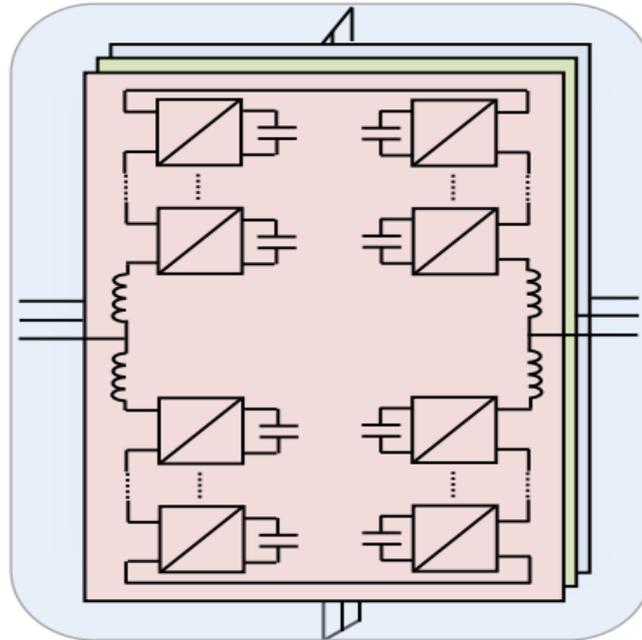


Fig. III.14 *Convertisseur multiniveaux modulaire*

On peut voir que, généralement, les convertisseurs multicellulaires ont des caractéristiques modulaires et redondantes qui peuvent contribuer à des performances plus tolérantes aux pannes, mais, d'autre part, les trois configurations ont considérablement augmenté le nombre de composants, ce qui pourrait compromettre la fiabilité du système et augmenter le coût. Les avantages et les défauts globaux de ces convertisseurs multicellulaires utilisés dans l'application éolienne doivent encore être évalués. D'autres technologies et topologies électroniques de puissance potentielles utilisées dans l'application éolienne peuvent être trouvées dans [75].

3 Stratégies de contrôle des systèmes de production d'énergie renouvelable hybride

Les systèmes hybrides font généralement référence à la combinaison de deux sources d'entrée, ici la source PV peut être intégré avec un générateur diesel, des éoliennes, de

la biomasse ou toute autre source d'énergie renouvelable ou aux sources d'énergie non renouvelables. Les systèmes solaires photovoltaïques utilisent généralement un banc de batteries pour stocker l'énergie produite par les panneaux afin de compenser une période prédéfinie d'ensoleillement insuffisant, il peut encore y avoir des périodes exceptionnelles du mauvais temps dont l'emploi d'une source alternative s'avère nécessaire pour garantir la production d'électricité imposée.

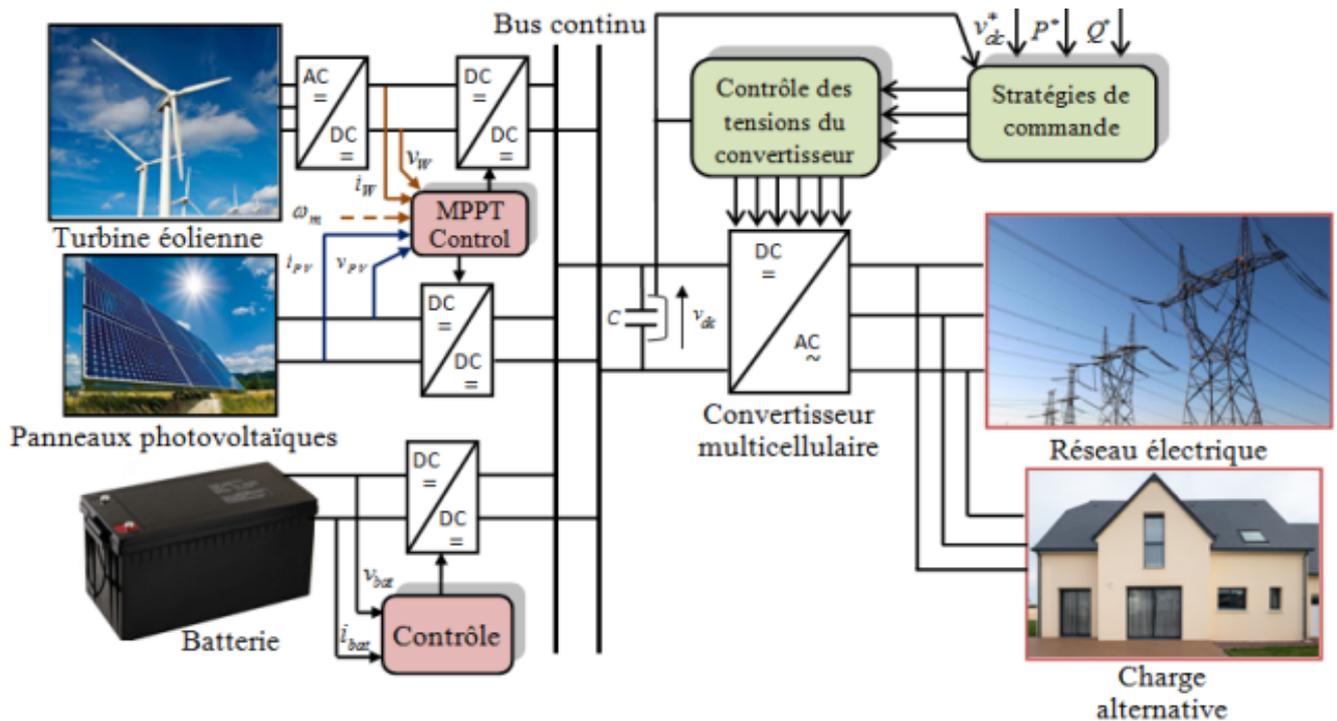


Fig. III.15 Configuration proposée du système multi-sources avec batterie connectée au réseau électrique

Les systèmes PV hybrides combinent un module PV avec une autre source d'alimentation - généralement un générateur diesel, mais parfois une autre source d'énergie renouvelable telle qu'une turbine d'éolienne. Le générateur PV est généralement dimensionné pour répondre à la charge de base demandée, l'approvisionnement alternatif n'étant mis en action que lorsqu'il est primaire. Cette disposition offre tous les avantages du PV en termes de faible fonctionnement et frais d'entretien, mais assure en plus un approvisionnement sûr. Les systèmes hybrides peuvent également être une approche judicieuse dans des situations où occasionnellement les pics de demande sont nettement supérieurs à la demande de charge de base. Cela fait peu logique de dimensionner un système pour pouvoir répondre entièrement à la demande avec du PV si, par exemple, la charge normale n'est que de 10% de la demande de pointe. De la même manière, un groupe électrogène diesel dimensionné pour répondre à la demande de pointe

fonctionnerait à charge partielle inefficace la plupart du temps. Dans une telle situation, un système hybride PV-diesel peut être un bon compromis. La figure (III.15) montre le schéma fonctionnel du système hybride photovoltaïque/éolien.

La plupart des ressources énergétiques renouvelables qui peuvent être installées dans une centrale hybride ne sont pas adaptés pour le raccordement direct au réseau électrique en raison des caractéristiques de l'énergie produite. Par conséquent, des interfaces électroniques de puissance (DC/AC ou AC/DC/AC) sont nécessaires. Le contrôle de l'onduleur est donc une préoccupation importante dans le fonctionnement de ce type de centrale [76].

4 Classification des convertisseurs multiniveaux

Le micro-réseau est un regroupement localisé de sources électriques qui peuvent être exploitées en synchronisation avec le réseau centralisé et peut également être exploité en mode îlot. En cas d'urgence, il peut alimenter des charges locales en passant du mode îlot au mode connecté au réseau [77]. En mode connecté au réseau, si le micro-réseau est capable de fournir une puissance supérieure à la demande de charge locale, il alimente les charges locales et la puissance restante est transférée au réseau centralisé. Dans le cas où la puissance disponible dans le micro-réseau est inférieure à l'exigence de charge, il prend la puissance supplémentaire requise du réseau principal. En mode îlot, toute la demande de charge locale doit être fournie provenant de diverses sources d'énergie et composants de stockage d'énergie dans le micro-réseau. Ainsi, en plus de la production d'électricité, le stockage d'énergie et la gestion de l'alimentation sont également les fonctions clés à exécuter dans un système de micro-réseau. Les micro-réseaux sont situés à proximité des zones de charge, ce qui assure l'amélioration de l'efficacité et la réduction des infrastructures de transport. Dans un micro-réseau, le réseau peut être constitué de sources telles que des panneaux photovoltaïques, batteries, éolienne à générateur synchrone, etc. les sources sont connectées au bus DC via des convertisseurs appropriés. Côté AC du micro-réseau, c'est-à-dire que le point de couplage commun (PCC) est connecté aux sources telles que le générateur diesel, le générateur à base de turbines éoliennes, etc... [78]. Typiquement, un micro-réseau comprend des systèmes de distribution basse tension. Le PCC est connecté au réseau via des transformateurs d'isolement et des disjoncteurs. Le transformateur doit correspondre aux tensions du micro-réseau et du réseau principal et pour assurer l'isolation. Un onduleur est nécessaire pour transférer la puissance

du côté continu vers le côté alternatif. Le système d'onduleur connecté au réseau se compose d'un convertisseur électronique de puissance, d'un filtre DC latéral, d'un filtre AC latéral et des disjoncteurs AC et DC connectés sur le réseau CC et le réseau AC comme illustré à la Figure (III.15). Un filtre *LCL* est utilisé aux bornes alternative de l'onduleur pour obtenir une sortie sinusoïdale. Un contrôleur numérique prend en charge le contrôle de la puissance via l'onduleur. Généralement pour applications basse puissance et basse tension, un onduleur biphasé et un triphasé l'onduleur est utilisé. La figure (III.16.a) montre une branche de phase à deux niveaux, d'un onduleur triphasé. Cette configuration se compose de six interrupteurs de type transistors bipolaires à grille isolée (IGBT) avec six diodes antiparallèles et chaque sortie monophasée de l'onduleur est décalée de 120° . Les niveaux de tension de sortie sont soit 0, soit $+V_{dc}/-V_{dc}$. Deux méthodes de modulation couramment utilisées pour cette configuration sont la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (MLI) et la modulation vectorielle spatiale (SVM).

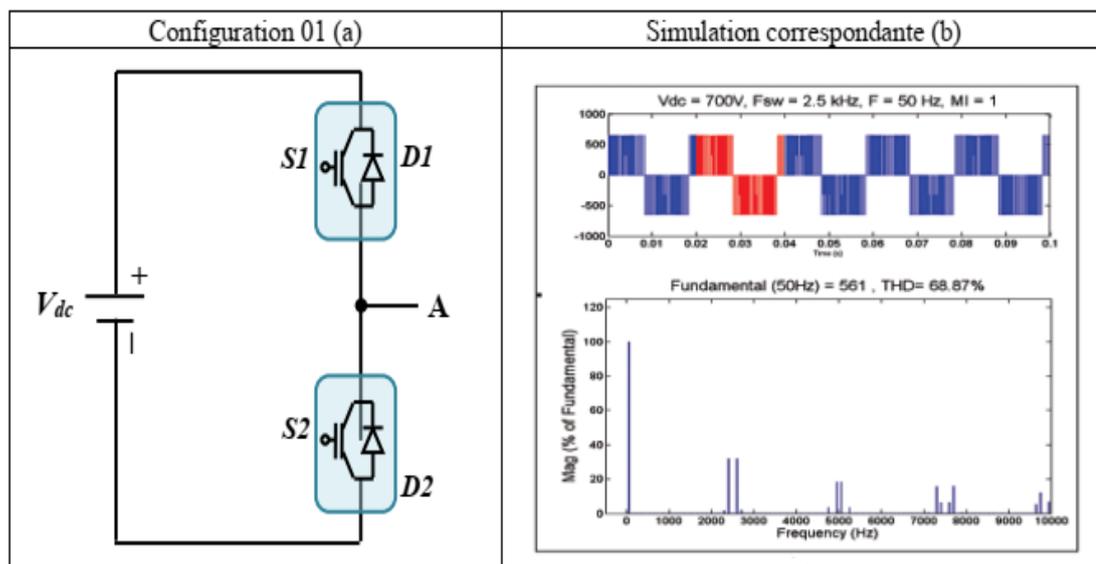


Fig. III.16 (a) Branche monophasée de l'onduleur triphasé à deux niveaux et (b) Sortie de l'onduleur à deux niveaux et THD

Les principaux avantages de cette configuration sont : Commande simple et le coût du système est réduit. Distorsion harmonique totale (THD) du bi-niveau à la sortie de l'onduleur sans filtre est d'environ 70% (à fréquence de découpage = $2,5 \text{ Hz}$, $MI = 1$) comme le montre la figure (III.16.b), d'où le filtre requis promet d'atteindre *THD* selon les normes. Le dv/dt à la sortie de l'onduleur est également élevé dans un onduleur à deux niveaux, ce qui peut provoquer des problèmes de fonctionnement dans les appareils. Pour toutes les raisons citées

ci-dessus, cette configuration n'est pas adaptée aux applications. Pour améliorer l'efficacité, les performances, la taille et le coût du système, il est préférable de faire fonctionner le système avec des tensions plus élevées. Cependant, pour faire fonctionner le système à des tensions plus élevées, l'onduleur à deux niveaux a besoin de plusieurs dispositifs en série pour obtenir une capacité de blocage de tension plus élevée. Pour éviter la connexion en série de dispositifs à semi-conducteurs de puissance, pour réduire le dv/dt à la sortie de l'onduleur et la taille du filtre de sortie, différentes topologies d'onduleur à plusieurs niveaux se présentent comme une alternative potentielle. La figure (III.17) montre la classification des onduleurs en fonction de la nature de la source exigée. Les onduleurs en cascade ont besoin de sources continues isolées pour chaque phase, tandis que les onduleurs à point neutre clampé (NPC), multicellulaire et les configurations de type T fonctionnent avec une source continue commune.

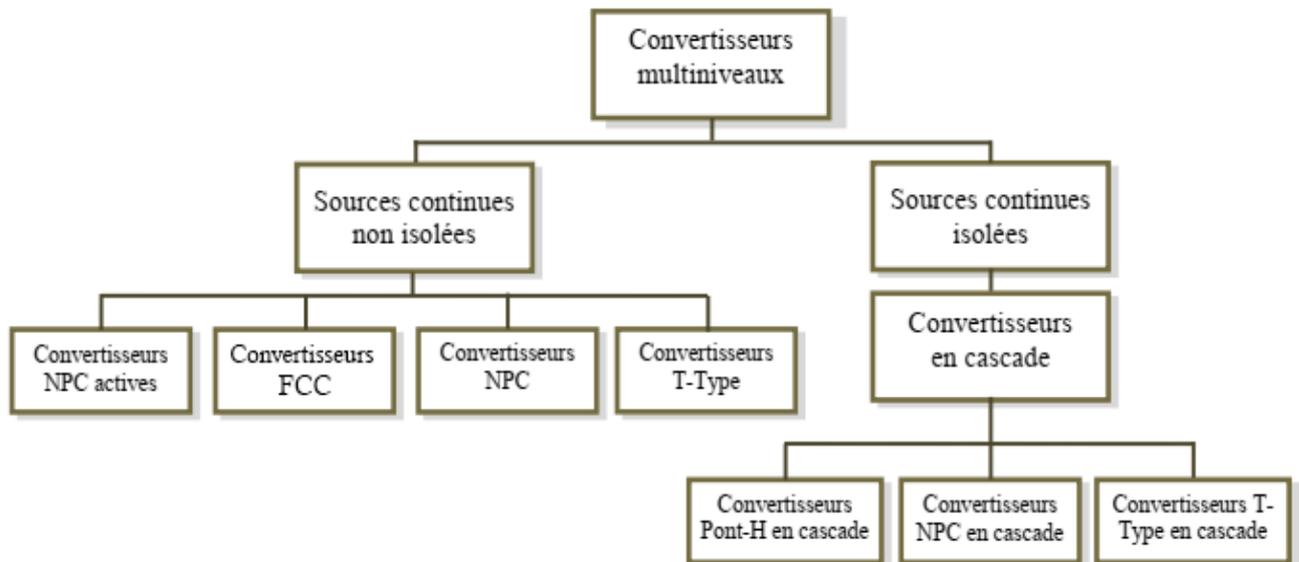


Fig. III.17 Classification des onduleurs multiniveaux adaptés aux applications de micro-réseau en fonction du type de source continue requise

Les topologies avec source continue commune conviennent au fonctionnement en parallèle, le contrôle est facile et le coût est également réduit, mais la défaillance d'un composant peut bloquer le système complet. En conséquence, ces configurations ne sont pas adaptées pour les applications à haute tension.

Les onduleurs en cascade conviennent aux applications à très haute puissance et haute tension. Ces configurations sont une construction modulaire, d'où la tension et la puissance nominale du système peut être étendue à n'importe quel niveau en ajoutant des modules supplémentaires.

Dans le cas de défaillance dans un module, le système peut continuer à fonctionner avec un déclassement de puissance. Le coût du système avec configuration en cascade nettement plus élevé par rapport au système avec une source continue commune et il a besoin des sources continues isolées. Pour l'étude de comparaison, la performance d'un onduleur à deux niveaux est prise comme référence et toutes les topologies sont simulées pour les mêmes conditions.

4.1 Étude du convertisseur statique T-Type

La configuration de l'onduleur à diodes utilise une paire de connecteurs connectés en série IGBT avec diodes de roue libre antiparallèles comme interrupteurs principaux dans chaque bras. La cote actuelle de tous les appareils utilisés dans NPC est la même que celle dans un convertisseur de puissance normal à deux niveaux et la tension nominale de tous les appareils utilisé dans NPC est la moitié de celui d'un onduleur à deux niveaux. Pertes de commutation, les dV/dt de chaque bras dans NPC sont considérablement réduits car les appareils fonctionnent à la moitié de la tension du circuit intermédiaire.

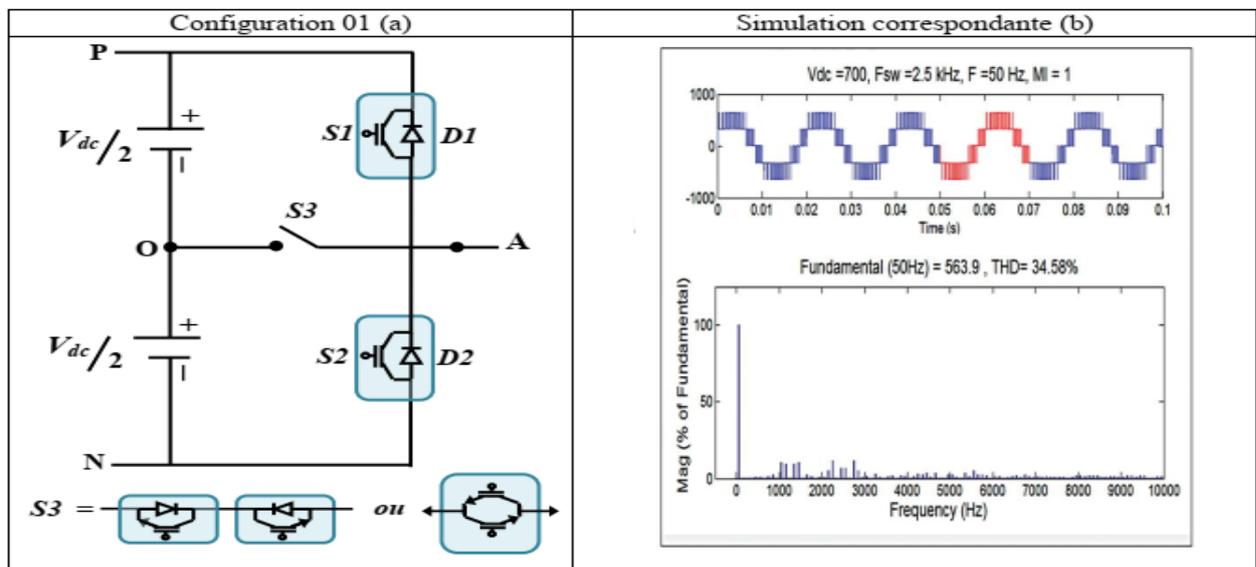


Fig. III.18 (a) Branche monophasée de l'onduleur triphasé à deux niveaux et (b) Sortie de l'onduleur à deux niveaux et THD.

Cependant, la perte de conduction de chaque bras dans NPC est plus élevée que dans les convertisseurs de puissance normaux à deux niveaux parce que le courant de chaque bras passe par deux appareils en NPC au lieu d'un seul appareil comme dans un onduleur à deux niveaux.

Dans le cas de la configuration de type T illustrée à la Figure (III.19), de même les IGBT

et les diodes antiparallèles peuvent être utilisés comme commutateurs principaux similaires à un convertisseur. Un interrupteur bidirectionnel est connecté entre le point neutre et la borne de sortie de chaque phase pour le serrage au point neutre. Le courant nominal de tous les appareils utilisés dans la configuration de type T est le même.

4.2 Architecture d'un onduleur de tension triphasé T Type

Pour comprendre l'architecture d'un onduleur T type à trois niveaux, quelques connaissances sur un onduleur traditionnel à deux niveaux est nécessaire. Une implémentation typique de cette architecture est illustrée sur la Figure (III.19). Pour simplifier l'analyse, un seul bras peut être isolé.

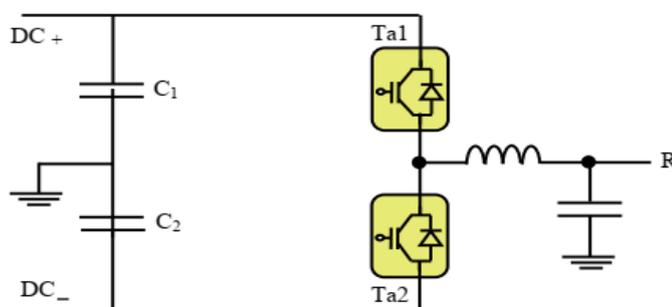


Fig. III.19 Bras d'un onduleur monophasé à deux niveaux

Dans cet exemple, les deux interrupteurs de commutation par paire ont quatre états de conduction possibles, indépendants des autres phases : En observant le chemin du courant à travers l'onduleur, chaque appareil de commutation doit être capable de bloquer la tension du bus continu existante entre +DC et -DC . Dans les systèmes à basse tension traditionnels (< 600 V), cette capacité est assez triviale avec les IGBT, car si la tension du circuit intermédiaire est augmentée pour faire accroître la puissance, ceci doit se faire sans augmenter le courant, ce problème se répète souvent dans l'électronique de puissance, cette limitation affecte les plages de tension prises en charge.

De plus, la tension accrue entraîne des pertes de commutation accrues dans les IGBT traditionnels. Le dV/dt dans un bras s'exacerbe dans ces appareils, même s'ils sont capables de supporter des tensions plus élevées. Ce dV/dt permet de déterminer à quelle vitesse un interrupteur peut passer de l'état *ON* à l'état *OFF* (ou vice versa), dictant ainsi le temps mort entre chacun de ces états. Un temps de commutation allongé ou un temps mort signifie que les commutateurs passent moins de temps à plein conduction, ce qui entraîne une

diminution de l'efficacité. Ces deux principaux inconvénients d'un onduleur traditionnel à deux niveaux déclassent sa mise en œuvre dans cette conception.

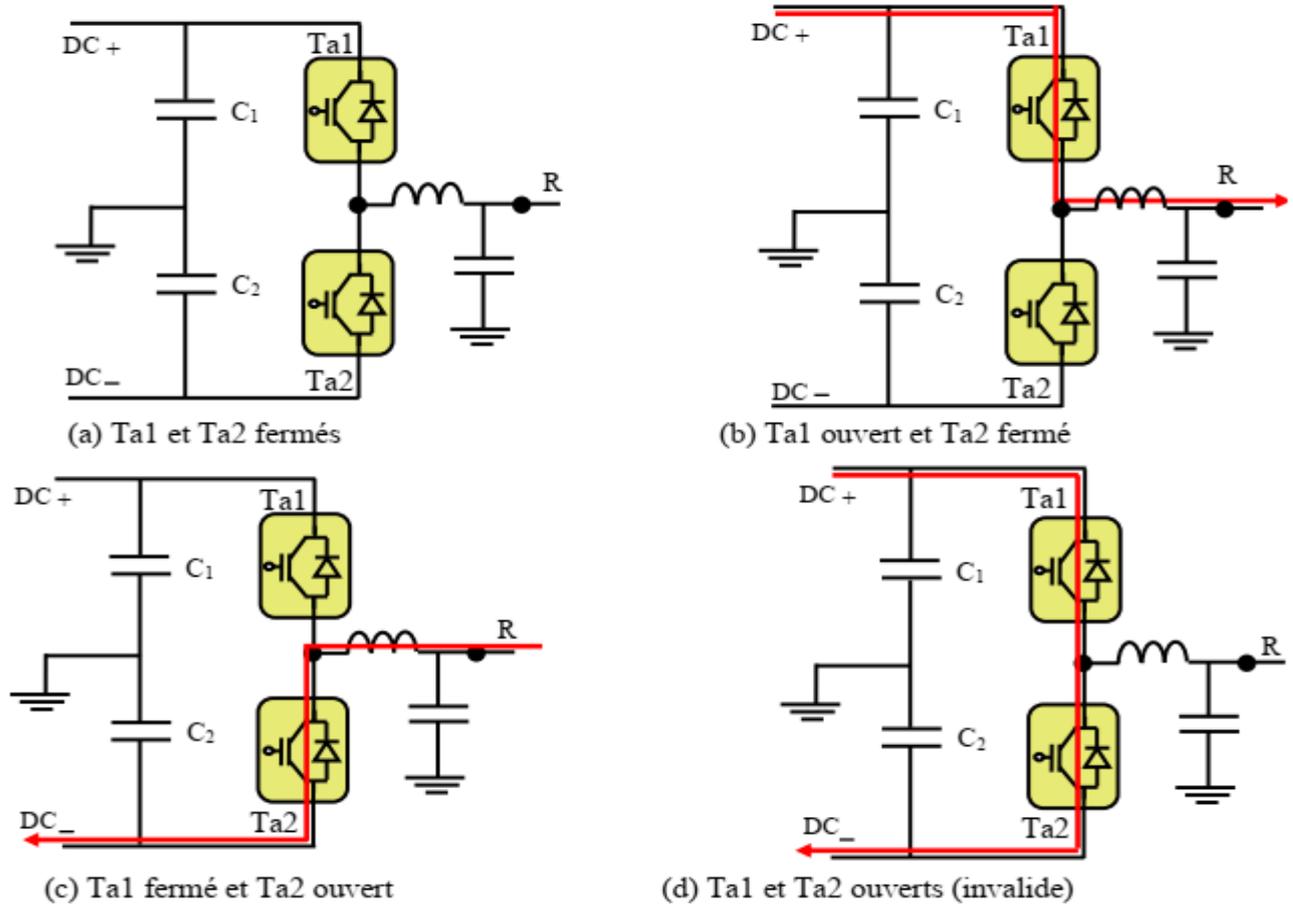


Fig. III.20 T_{a1} fermé et T_{a2} ouvert

L'alternative par rapport à un onduleur standard à deux niveaux est un onduleur à trois niveaux de type T. Ce type est implémenté en insérant deux dispositifs de commutation dos à dos entre le nœud de commutation et le point neutre du circuit intermédiaire créé par les condensateurs d'entrée en vrac. Ces deux dispositifs de commutation sont placés dans une configuration d'émetteur commun afin de permettre au flux de courant d'être contrôlé en allumant ou en éteignant l'un ou l'autre. Cette configuration permet également à la fois de partager une alimentation de polarisation commune car la tension grille-émetteur est référencée de manière identique.

La figure (III.21) montre le schéma de principe de la topologie de l'onduleur de type T. Chaque branche d'un onduleur de type T triphasé à trois niveaux est réalisée comme une extension de la branche d'un onduleur conventionnelle à deux niveaux en utilisant une liaison active bidirectionnelle entre la sortie et le point milieu de la liaison continue.

La liaison bidirectionnelle peut être une combinaison en série de deux commutateurs actifs connectés en sens inverse, comme illustré sur la Figure (III.21). Chaque branche d'onduleur peut fonctionner dans l'un des trois états de commutation, où l'état de commutation représente une combinaison d'états de fonctionnement de chaque interrupteur dans une branche, comme indiqué dans le Tableau (III.2). Pour un onduleur triphasé à trois niveaux de type T, il existe $T_{33} = T_{27}$ combinaisons d'états de commutation possibles [79].

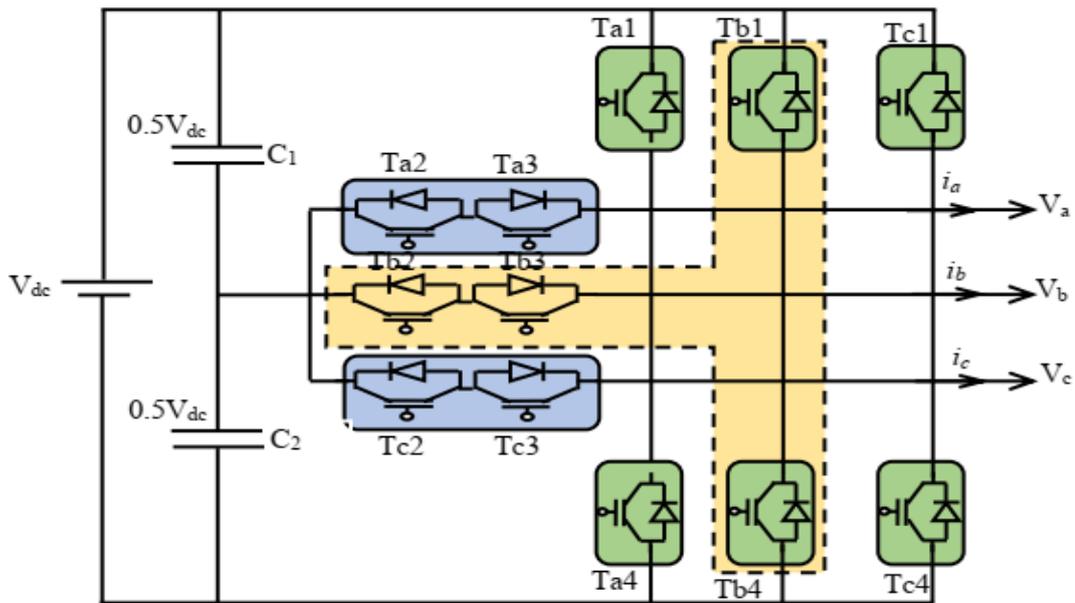


Fig. III.21 Architecture d'un onduleur triphasé T type à trois niveaux

État de commutation S	État de l'interrupteur ($x = a, b, c$)				Tension du pôle V_{xz}
	T_{x1}	T_{x2}	T_{x3}	T_{x4}	
P	ON	ON	OFF	OFF	$+0.5V_{dc}$
O	OFF	ON	ON	OFF	0
N	OFF	OFF	ON	ON	$-0.5V_{dc}$

Tableau III.2 – Comparaison entre différentes topologies multiniveaux

Chaque combinaison d'états de commutation est définie comme $V_i = [T_a T_b T_c]$ où $S_x(x = a, b, c)$ est l'état de commutation de la branche correspondante et V_i est le vecteur de tension formé par la i ème combinaison d'états de commutation. Pour aider à comprendre les avantages de l'architecture, l'onduleur est à nouveau réduit à un seul bras (figure (III.22))

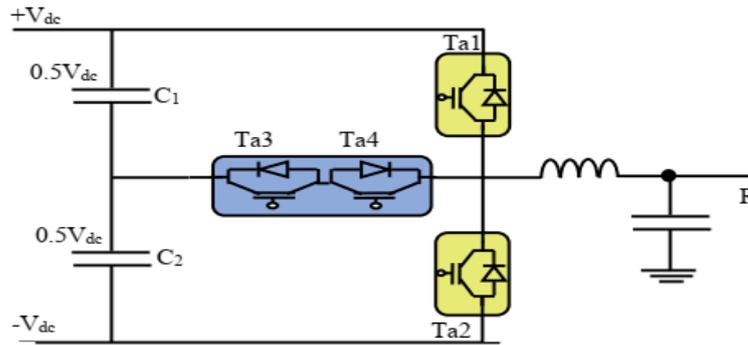


Fig. III.22 Bras d'un onduleur monophasé *T* type à trois niveaux

L'ajout de deux dispositifs de commutation supplémentaires complique le contrôle du système, mais le même processus d'évaluation du flux de courant pendant divers points de modulation illustre les avantages de l'architecture. De plus, une version simplifiée, du schéma de commutation peut être démontré, illustrant que le contrôle d'un onduleur de type *T* n'est pas sensiblement plus difficile qu'une architecture traditionnelle à deux niveaux. Une seule branche a trois états de connexion potentiels : $+DC$, $-DC$ ou N . Cette dernière connexion peut être réalisée en clôture T_{a1} , fermeture T_{a3} et T_{a4} , et fermeture T_{a2} , respectivement. Cependant, ce schéma dépend du chemin actuel dans le système. Au contraire, pour une connexion $+DC$, T_{a1} et T_{a3} peuvent être fermés, T_{a2} et T_{a4} pour une connexion neutre, et T_{a2} et T_{a4} pour une connexion $-DC$. Ce schéma agit indépendamment de la direction du courant, comme indiqué sur les figures III.23).

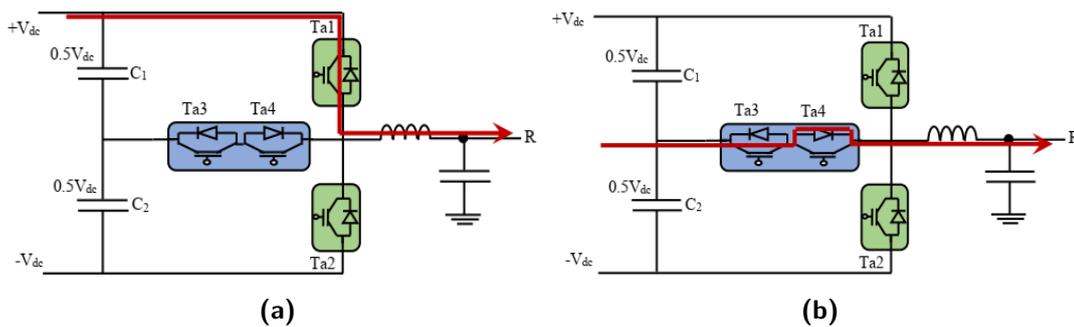


Fig. III.23 a) T_{a1} ON, T_{a2} OFF, T_{a3} ON et T_{a4} OFF, b) T_{a1} OFF, T_{a2} OFF, T_{a3} ON et T_{a4} OFF T_{a4} ou T_{a3} ouvert).

Cet exemple commence par la phase de sortie connectée à $+DC$ en fermant T_{a1} et T_{a3} , résultant en une sortie de courant du système. Pour passer à une connexion N , T_{a1} est ouvert et après un temps mort, T_{a4} est fermé. Cette configuration permet au courant de circuler naturellement à travers T_{a3} et la diode de T_{a4} . Un flux de courant naturel similaire peut être observé lors de la connexion du bras de sortie de N à $+DC$ avec un courant positif. T_{a3} et

T_{a4} commence à se fermer avec une connexion N complète. T_{a4} est éteint, mais le courant circule toujours à travers son diode associée. La fermeture de T_{a1} permet à ce moment là de passer naturellement le flux de courant de N à +DC.

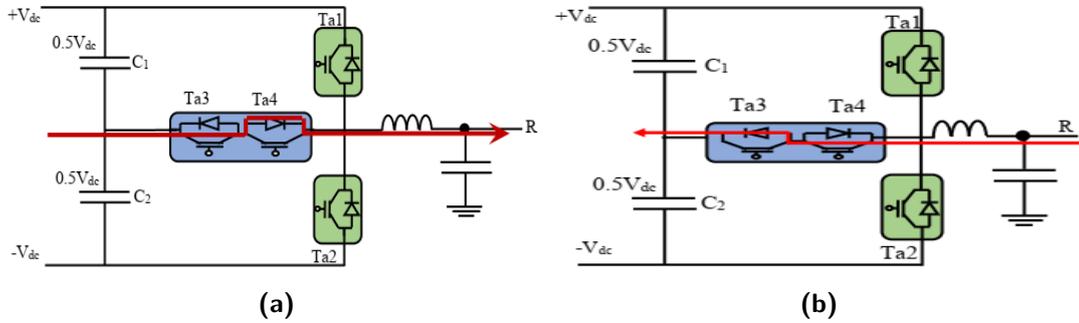


Fig. III.24 a) T_{a1} OFF, T_{a2} OFF, T_{a3} ON et T_{a4} ON, b) T_{a1} OFF, T_{a2} OFF, T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv. T_{a4} ouv.

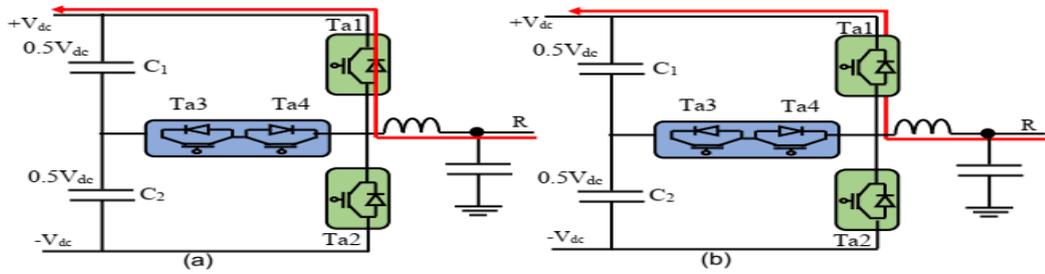


Fig. III.25 a) T_{a1} ouv. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} fer, b) T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv. T_{a4} fer.

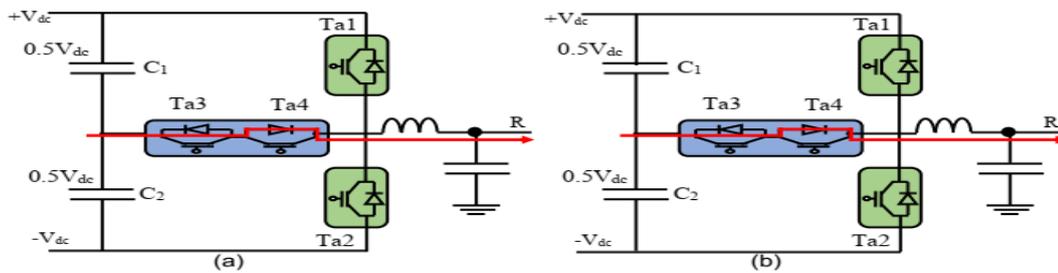


Fig. III.26 a) T_{a1} ouv. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} fer. b). T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv. T_{a4} fer

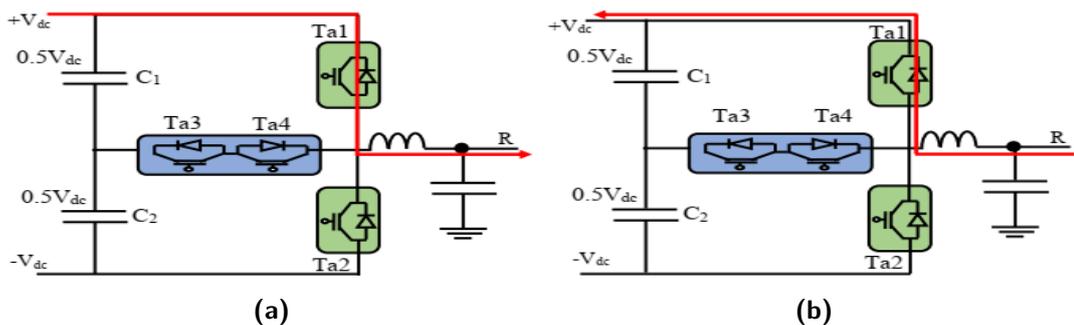


Fig. III.27 a) T_{a1} fer. et T_{a2} fer.. T_{a3} ouv, T_{a4} ouv., b) T_{a1} ouv. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} fer.

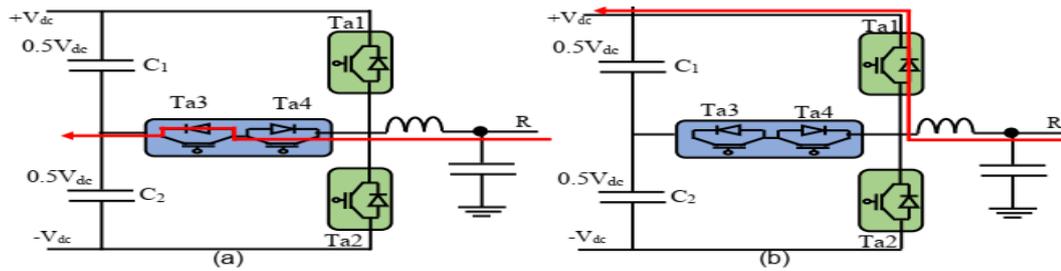


Fig. III.28 a) T_{a1} fer. et T_{a2} fer. T_{a3} ouv T_{a4} ouv , b) T_{a1} fer. et T_{a2} fer, T_{a3} ouv. T_{a4} fer

Pour un courant négatif, la même séquence peut être utilisée. Une fois T_{a4} est fermé, le courant le traverse et la diode de T_{a3} plutôt que la diode de T_{a1} .

Comme dans l'exemple précédent lors du passage d'une connexion +DC à N sur un courant négatif, le même schéma peut également être utilisé ici pour un courant positif. T_{a3} et T_{a4} commencent à se fermer, conduisant le courant dans N. T_{a4} est ouvert, provoquant le passage du courant à travers la diode de T_{a1} . Enfin, T_{a1} est fermé et le courant continue circule dans la même direction. Ces quatre états de transition (+DC à N, N à +DC, avec courant direct et inverse) partagent tous deux schémas de commutation simples. Cela est également vrai pour les transitions vers et depuis -DC jusqu'à T_{a2} . En maintenant ça à travers tous les cycles de commutation, un simple délai de zone morte entre les événements de commutation est tout ce qui est nécessaire pour éviter de tirer bien, cependant, une protection supplémentaire peut être ajoutée dans le logiciel de contrôle avec une facilité relative.

Un avantage supplémentaire de ce schéma de modulation est que T_{a3} et T_{a4} ne commutent jamais en même temps. Cet avantage réduit la perturbation de la tension sur les appareils ainsi que la puissance nominale de l'alimentation de polarisation pour piloter effectivement ces appareils. Comme mentionné précédemment, T_{a3} et T_{a4} peuvent partager une seule alimentation dimensionnée pour un conducteur plutôt que deux. T_{a1} et T_{a2} doivent toujours bloquer la tension complète du circuit intermédiaire comme ils l'accomplissent dans l'architecture traditionnelle. Pour utiliser un niveau supérieur, la tension du bus continu, les FET pleine tension doivent encore être en place ici. Cependant, parce qu'ils sont dos à dos et ne pas commuter en même temps, les deux commutateurs sur la patte centrale peuvent être à une cote inférieure.

4.3 Topologie d'un onduleur de tension multicellulaire à cinq niveaux

La topologie FCC initialement est relativement récente par rapport à la NPC ou les topologies en pont en H en cascade. La plus grande différence par rapport au PNJ est le remplacement des diodes par des condensateurs flottants, ou des condensateurs flottants, pour bloquer les tensions des nœuds d'interrupteurs d'alimentation. Par rapport à d'autres topologies, la FCC offre les avantages suivants [80, 81] :

1. Conception de contrôle plus simple pour les interrupteurs d'alimentation.
2. Réduction de la capacité lors d'un fonctionnement à hautes fréquences.
3. Qualité de conversion de puissance améliorée (Moins de dv/dt , THD et EMI) à un nombre accru de niveaux de tension. Cependant, l'amélioration n'est pas proportionnelle à l'augmentation du niveau.
4. La taille des filtres de sortie est considérablement réduite.
5. Les tensions de liaison CC et de sortie peuvent être supérieures au blocage de l'interrupteur d'alimentation individuel.

Cependant, les différences dans la tension du condensateur multicellulaire doivent être conservées entre certaines plages de tension comme mesure pour maintenir la propriété d'auto-équilibre. La possibilité de redondance dans les états de commutation en utilisant des condensateurs flottants est une particularité importante. Il est utilisé pour atteindre le niveau de sortie souhaité tout en régulant les tensions des condensateurs. Néanmoins, la caractéristique la plus attrayante est l'équilibrage simple de la tension [?] : le déséquilibre de tension provoque des ondulations de tension plus élevées, une distorsion de sortie et défaillance éventuelle des interrupteurs d'alimentation. De plus, il n'a pas de plage limite pour l'indice de modulation et est applicable pour les modes DC/DC, DC/AC et AC/DC. Pour plus de performances et de qualité de sortie, un seul état de commutation doit changer par transition de tension et les condensateurs flottants doivent être chargés et libérés équitablement [? 82]. En conséquence, une forme d'onde sinusoïdale lisse et presque idéale peut être générée à la sortie. Ce chapitre présentera la topologie et le fonctionnement du circuit FCC et analysera les techniques de commutation à modulation de largeur d'impulsion (MLI) utilisées pour obtenir l'auto-tension d'équilibrage.

a). Topologie et fonctionnement du circuit

Le concept principal de la FCC est l'utilisation de condensateurs dans une connexion en série avec deux alimentations commutateurs en tant que cellules de commutation bloquées [31, 83]. Les niveaux de tension de sortie dépendront de la combinaison des tensions des condensateurs flottants et la liaison continue. Les niveaux de sortie moyens sont générés lorsque le courant de charge passe par les chemins des condensateurs flottants, par conséquent, plusieurs combinaisons de commutations d'états sont possibles. Le nombre de niveaux dépend du nombre de dispositifs semi-conducteurs de puissance connecté en série. Un onduleur FCC de niveau « N » nécessite :

$$K = N - 1 \quad (\text{III.1})$$

$$S = 2(N - 1) \quad (\text{III.2})$$

$$M = \frac{(N - 1)(N - 2)}{2} \quad (\text{III.3})$$

Où :

- K : fait référence au nombre de cellules convertisseur multicellulaire,
- S : est le nombre total d'interrupteurs de commutation,
- M : est le nombre de condensateurs flottants si l'on suppose qu'ils ont tous la même tension nominale.

La configuration de la topologie pour $N = 5$ est illustrée sur la Figure (III.29), qui est celle sélectionnée pour notre étude. Pour un FCC à cinq niveaux, la tension aux bornes de chaque condensateur flottant correspond à un quart de la tension continue de la source. La tension de sortie se compose de cinq niveaux des différentes tensions $+V_{dc}/2$, $+V_{dc}/4$, 0 , $-V_{dc}/4$ et $-V_{dc}/2$, où V_{dc} , est la tension du bus continu. Il y a huit états de commutations appareils qui doivent fonctionner en paires complémentaires : lorsque le haut est allumé « 1 », le bas est éteint « 0 ». La structure de l'onduleur multicellulaire est caractérisée par une connexion emboîtée des cellules de commutation (Figure (III.29)) [83]. Chaque bras de l'onduleur se compose de quatre cellules. Le circuit a été appelé onduleur multi-niveaux à condensateur flottant (FCMLI) avec des condensateurs indépendants fixant la tension de l'appareil à un niveau de tension du condensateur. Le principe de fonctionnement du convertisseur est décrit dans [84].

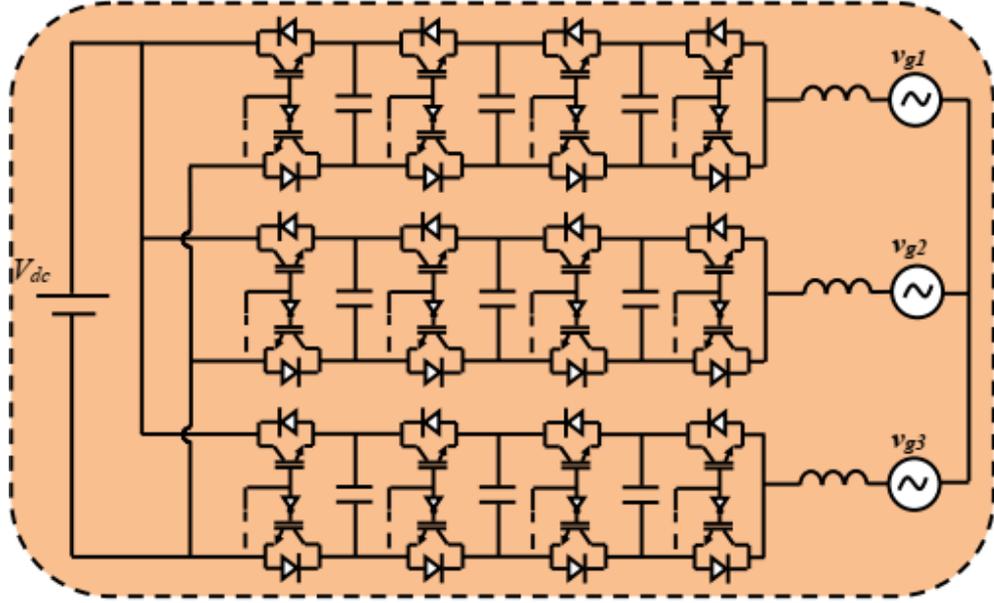


Fig. III.29 Structure d'un onduleur multicellulaire à cinq niveaux.

L'interrupteur doit être sur OFF $\ll 0 \gg$ pour atténuer la présence d'un court-circuit. Dans ce cas, les commutateurs S_{1a} et S_{1b} , S_{2a} et S_{2b} , S_{3a} et S_{3b} et S_{4a} et S_{4b} sont complémentaires. en appliquant la loi de Kirchhoff, la tension de phase et les courants à travers les condensateurs multicellulaires i_{c1} , i_{c2} et i_{c3} peuvent s'écrire :

$$V_p = -\frac{V_{dc}}{2} + S_{4a}V_{dc} + (S_{3a} - S_{4a})V_{c3} + (S_{2a} - S_{3a})V_{c2} + (S_{1a} - S_{2a})V_{c1} \quad (\text{III.4})$$

$$i_{c1} = (S_{2a} - S_{1a})i_{ch} \quad (\text{III.5})$$

$$i_{c2} = (S_{3a} - S_{2a})i_{ch} \quad (\text{III.6})$$

$$i_{c3} = (S_{4a} - S_{3a})i_{ch} \quad (\text{III.7})$$

Où : V_{c3} est la somme des tensions des condensateurs C_4 , C_5 et C_6 , V_{c2} c'est celle des condensateurs C_2 et C_3 et est la tension de C_1 . Sur la base des équations III.4, III.5, III.6 et III.7, la tension de sortie de phase et les directions du courant du condensateur volant sont déterminées pour tous les états de commutation et sont montrées dans Tableau ((III.3). Les combinaisons d'états de commutation possibles sont représentées en notation binaire comme état de contrôle des interrupteurs supérieurs.

Comme on le voit, il existe des modes de commutation redondants capables de générer des niveaux de tension $+V_{dc}/4$, 0 et $-V_{dc}/4$. De plus, l'inverse des états de commutation et les combinaisons qui génèrent $+V_{dc}/4$ se traduit par une tension de charge de $-V_{dc}/4$. Les

changements entre chaque niveau de tension de sortie moyen a un impact direct sur la charge ou la décharge des condensateurs.

S_{4a}	S_{3a}	S_{2a}	S_{1a}	Tension de sortie	i_{c1}	i_{c2}	i_{c3}
0	0	0	0	$-V_{dc}/2$	0	0	0
0	0	0	1	$-V_{dc}/4$	0	0	-
0	0	1	0	$-V_{dc}/4$	0	-	+
0	0	1	1	0	0	-	0
0	0	1	1	$-V_{dc}/4$	-	+	0
0	1	0	1	0	-	+	-
0	1	1	0	0	-	0	+
0	1	1	1	$V_{dc}/4$	-	0	0
1	0	0	0	$-V_{dc}/4$	+	0	0
1	0	0	1	0	+	0	-
1	0	1	0	0	+	-	+
1	0	1	1	$V_{dc}/4$	+	-	0
1	1	0	0	0	0	+	0
1	1	0	1	$V_{dc}/4$	0	+	-
1	1	1	0	$V_{dc}/4$	0	0	+
1	1	1	1	$V_{dc}/2$	0	0	0

Tableau III.3 – Toutes les combinaisons d'états de commutation possibles pour un convertisseur multicellulaire à cinq niveaux

Le tableau (III.4) affiche la comparaison des paramètres fondamentaux entre toutes les topologies qui ont été discutées précédemment.

	NPC	CHBC	MMC	FFC
Niveaux	5	5	5	5
Interrupteurs	8	8	16	8
Sources	1	2 (isolé)	1	1
Capacités	2	0	10	8
Diodes	12	0	0	0

Tableau III.4 – Comparaison entre différentes topologies multiniveaux

b). Techniques de commutation pour l'équilibrage des condensateurs multicellulaire

le FCC fonctionnera avec un auto-équilibrage de tension de condensateur, tant que le contrôleur entre chaque état de charge et de décharge assure le point milieu de sortie [85, 84]. Sinon, la tension du condensateur sera déséquilibrée lorsqu'il y a une légère différence entre la période de la charge et la décharge. Les retards de commutation sont la principale cause des déséquilibres car les condensateurs flottants itèrent les opérations de charge et de décharge dans la période établie par la commande MLI [82]. Afin de préserver l'équilibre dans chaque tension du condensateur, certaines conditions doivent être remplies [84] :

1. Pour chaque échelon de tension, il ne doit y avoir qu'un seul changement d'état de commutation.
2. Les interrupteurs d'alimentation doivent être utilisés de la même manière.

La figure (III.30) illustre l'arrangement possible qui peut se produire pendant le fonctionnement du convertisseur multicellulaire à trois niveaux [86]. Rappelant que les interrupteurs supérieurs fonctionnent comme paires complémentaires avec les interrupteurs du bas, si la position du chemin 2 et du chemin 4 fonctionnent sur cycles consécutifs, il n'y aura pas de changement net dans la charge des condensateurs si la période de commutation est la même pour les deux chemins. De plus, dans les positions du chemin 1 et du chemin 3, les deux commutateurs doivent partager la même période angulaire pour s'assurer qu'ils ont les mêmes pertes et sont utilisés uniformément. Une autre caractéristique importante est discutée dans [84] : la fonction d'auto-équilibrage inhérente de la tension du condensateur flottant est due à une variation compensatrice du courant de charge.

Plusieurs techniques de commutation ont été développées pour contrôler les convertisseurs multiniveaux [84]. Les méthodes de commutation haute fréquence sont largement mises en œuvre dans les convertisseurs multiniveaux DC/AC et AC/DC en raison de ses performances satisfaisantes et de sa facilité de mise en œuvre. Deux différentes méthodes surviennent lors du contrôle des FCC : la modulation de largeur d'impulsion à disposition de phase (MLI-PD) et la MLI à déphasage (MLI-PS), également connu sous le nom de modulation déphasée basée sur la porteuse.

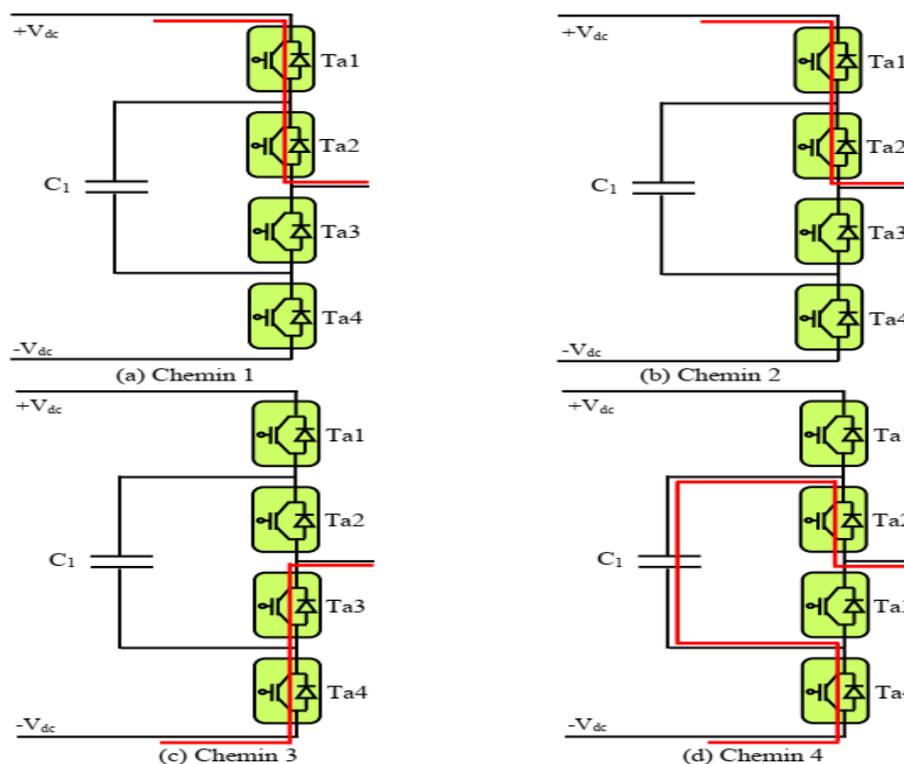


Fig. III.30 Chemins de courant possibles d'un convertisseur multicellulaire à trois niveaux.

5 Techniques de commande adoptées au système hybride d'énergie renouvelable

Le système de génération d'énergie hybride proposé peut être exposé aux différents types de perturbations du réseau, telles que les fluctuations et les déséquilibres de tension, les creux et les hausses de tension, les changements soudains de fréquence, la distorsion de tension, etc. Des stratégies de contrôle sont nécessaires afin d'atteindre les fonctions requises et les performances souhaitées dans les cahiers de charges pour ce types d'installations. La section

suivante décrit les principales stratégies de commandes utilisées dans la chaîne de conversion d'énergie hybride.

5.1 Suivi du point de puissance maximum pour le système Photovoltaïque

Le suivi du point maximal de puissance, appelé dans la littérature MPPT, a pour but l'exploitation de l'énergie solaire des modules photovoltaïques d'une manière qui permet aux modules de produire toute l'énergie qu'ils sont capable de la générer. MPPT n'est pas un système de suivi mécanique mais il fonctionne sur un algorithme de suivi particulier et basé sur un système de contrôle. MPPT peut être utilisé en conjonction avec un système de suivi mécanique, mais les deux systèmes sont complètement différent. Les algorithmes MPPT sont utilisés pour obtenir la puissance maximale de l'énergie solaire en fonction de la variation de l'irradiation et de la température. La tension à laquelle le module PV peut produire une puissance maximale est appelé « point de puissance maximale » (ou tension de crête). Cette puissance varie avec le rayonnement solaire, la température ambiante et la température des cellules solaires. Un module PV typique produit de l'électricité avec une tension d'alimentation maximale d'environ 17 V lorsqu'il est mesuré à une température de cellule de 25°C, il peut chuter à environ 15V sur un jour très chaud et il peut aussi monter à 18 V lors d'une journée très froide. Le principe fondamental de la MPPT consiste à extraire le maximum de puissance disponible du module PV en le rendant fonctionnaire à la tension la plus efficace. L'algorithme MPPT est basé sur la logique simple que, MPPT calcule la sortie du module PV, la compare à la tension de la batterie puis fixe quelle est la puissance optimale que le module PV peut produire pour charger la batterie et la convertir à la tension optimale pour obtenir un courant maximal dans la batterie. Ça peut alimenter également une charge continue, qui est directement connectée à la batterie. MPPT est surtout utile pendant les jours nuageux et lorsque la batterie est profondément déchargée.

5.2 Techniques MPPT

Au cours des dernières décennies, de nombreuses méthodes pour trouver le MPP ont été développées. Ces techniques diffèrent dans de nombreux aspects tels que les capteurs requis, la complexité, le coût, l'efficacité, vitesse de convergence, suivi correct lors de l'irradiation

et/ou changement de température ou matériel nécessaire à la mise en œuvre, entre autres.

Certaines des techniques MPPT les plus connues sont [87] :

1. Perturber et observer (méthode d'escalade).
2. Méthode de conductance incrémentielle.
3. Courant de court-circuit fractionnaire.
4. Tension de circuit ouvert fractionnaire.
5. Logique floue.
6. Réseaux de neurones.
7. Contrôle de corrélation d'ondulation.
8. Balayage actuel.
9. Contrôle du statisme du condensateur du circuit intermédiaire.
10. Maximisation du courant de charge ou de la tension de charge.
11. Contrôle de retour dP/dV ou dP/dI .

Parmi plusieurs techniques évoquées, la méthode Perturb and Observe ($P&O$) et les algorithmes de conductance incrémentielle sont les algorithmes appliqués les plus courants. D'autres techniques basées sur des principes différents incluent le contrôleur logique flou, réseau de neurones, tension en circuit ouvert fractionnaire ou courant de court-circuit, balayage de courant, etc. La plupart de ces méthodes donnent un maximum local et certaines, comme la tension de circuit ouvert fractionnaire ou courant de court-circuit, donner un MPPT approximatif, plutôt qu'une sortie exacte. Dans des conditions normales, la courbe V-P n'a qu'un maximum. Cependant, si le générateur photovoltaïque est partiellement ombragé, il existe plusieurs maxima dans ces courbes. Les algorithmes $P&O$ et conductance incrémentielle sont tous deux basés sur le « colline-grimping » principe qui consiste à déplacer le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque dans la direction dans laquelle la puissance augmente. Les techniques d'escalade sont des méthodes MPPT, les plus répandues en raison de leur facilité de mise en œuvre et de leurs bonnes performances lorsque l'irradiation est constante. Les avantages des deux méthodes sont la simplicité et exigence de faible puissance de calcul. Les inconvénients sont : des oscillations se produisent autour du MPP et ils se perdent et suivent le MPP dans la mauvaise direction pendant les changements brusques des conditions atmosphériques.

a). Perturber et observer

Dans la méthode P&O, un seul capteur de tension est utilisé pour détecter la tension du générateur photovoltaïque et donc le coût de mise en œuvre est minimal. L'algorithme implique une perturbation sur le rapport cyclique du convertisseur de puissance et une perturbation de la tension de fonctionnement de la liaison continue entre le générateur photovoltaïque et le convertisseur de puissance. Perturber le cycle de service du convertisseur de puissance implique de modifier la tension du circuit intermédiaire entre le générateur photovoltaïque et le convertisseur de puissance. Dans cette méthode, le signe de la dernière perturbation et le signe du dernier incrément de la puissance sont utilisés pour décider de la prochaine perturbation [88].

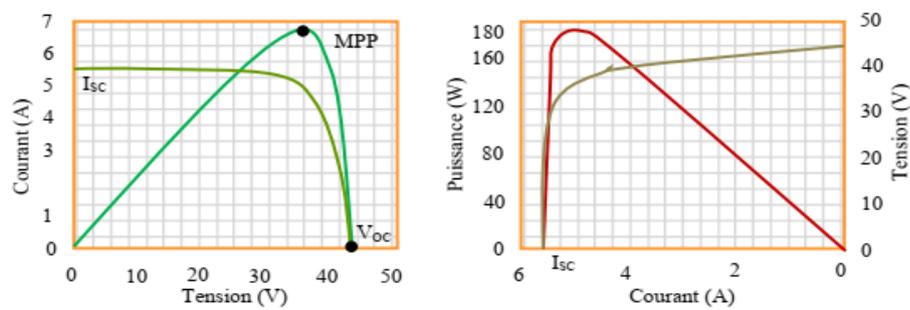


Fig. III.31 Caractéristiques des panneaux photovoltaïques $I = f(v)$, $p = f(I)$ et $V = f(I)$.

Comme on peut le voir sur la Figure (III.31), à gauche c'est du MPP, l'incrément de la tension augmente la puissance alors qu'à droite, c'est la décrémentation la tension remonte la puissance.

S'il y a une augmentation de la puissance, la perturbation devrait être maintenue dans le même sens et si la puissance diminue, alors la prochaine perturbation devrait être dans la direction opposée. Sur la base de ces faits, l'algorithme est mis en œuvre comme le montre l'organigramme de la figure (III.32), et le processus est répété jusqu'à ce que le MPP soit atteint. Le point de fonctionnement oscille autour du MPP.

La complexité temporelle de cet algorithme est très faible mais en atteignant le MPP au près, il ne s'arrête pas au MPP et continue de perturber à la fois dans les deux directions. Pour éviter une telle condition, une limite d'erreur appropriée peut être définie ou un critère d'arrêt peut être utilisé pour bloquer l'augmentation de la complexité temporelle de l'algorithme. Cependant, la méthode ne tient pas compte du changement rapide du niveau d'irradiation

(en raison duquel le MPPT change) et le considère comme un changement de MPP dû à une perturbation et finit par calculer le mauvais MPP. Pour éviter ce problème, on peut utiliser la méthode de la conductance incrémentielle.

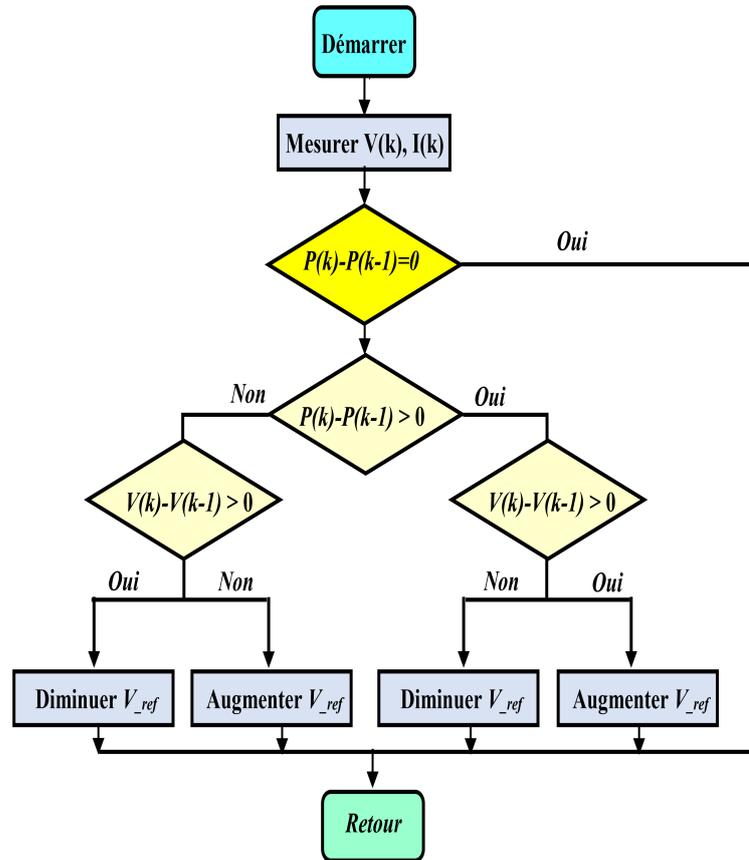


Fig. III.32 Algorithme de gestion d'énergie de type P&O.

b). MPPT pour l'éolienne

Les contrôleurs MPPT sont utilisés pour extraire la puissance maximale de la chaîne de conversion éolienne en utilisant différents générateurs tels que les générateurs synchrones à aimants permanents (GSAP), générateurs à induction à cage d'écureuil (MAS) et le générateur à induction à double alimentation (GADA). Les contrôleurs MPPT peuvent être classés en trois méthodes de contrôle principales, à savoir le contrôle du rapport de vitesse de pointe (TSR), le contrôle du retour de signal de puissance (PSF) et le contrôle de la recherche par escalade (HCS).

L'énergie produite à partir de la source éolienne dépend de la précision avec laquelle les points de puissance de crête sont suivis par le contrôleur MPPT du système de contrôle de conversion éolienne quel que soit le type de générateur utilisé. Basé sur schémas de contrôle,

les algorithmes d'extraction de puissance maximale sont le rapport de vitesse de pointe contrôle (TSR), contrôle de retour de signal de puissance (PSF) et recherche de côte (HCS) contrôler.

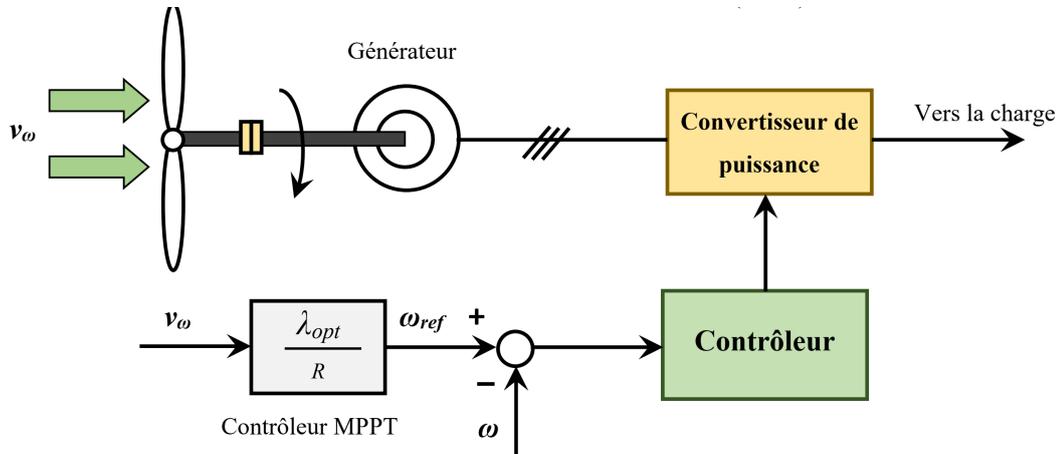


Fig. III.33 Contrôle du rapport de vitesse de pointe de la chaîne éolienne.

Dans la méthode de contrôle TSR, la vitesse de rotation du générateur est régulée afin de maintenir le rapport de vitesse de pointe à une valeur optimale pendant laquelle la puissance extraite atteint le maximum. Dans cette méthode et afin d'obtenir le maximum de puissance de sortie, la connaissance de la vitesse du vent et de la turbine est nécessaire en plus de la valeur optimale du TSR de la turbine. Le schéma fonctionnel d'une chaîne éolienne avec La commande TSR est illustré sur la Figure(III.33).

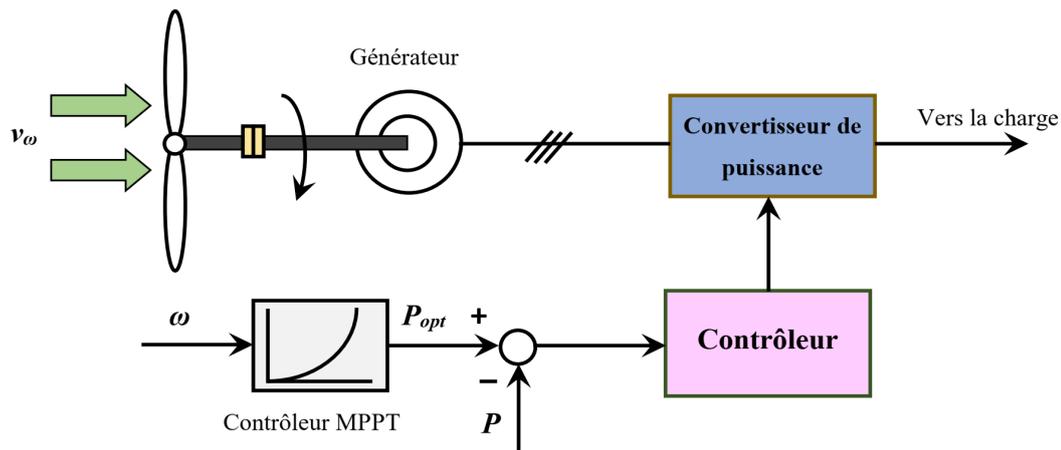


Fig. III.34 Contrôle de rétroaction du signal de puissance.

Dans le contrôle PSF, il est important de connaître parfaitement la courbe de puissance maximale de l'éolienne et suivre cette courbe à travers ses mécanismes de contrôle. Les courbes de la puissance maximale doivent être obtenues via des simulations ou hors ligne

(expérimentation sur des éoliennes individuelles). Dans cette méthode, la puissance de référence est générée soit à l'aide d'une courbe de puissance maximale enregistrée, soit à l'aide de l'équation de la puissance mécanique de l'éolienne où la vitesse du vent et la vitesse du rotor sont utilisées comme des entrées. La figure (III.34) montre le schéma fonctionnel d'une chaîne éolienne avec le contrôleur PSF pour l'extraction de la puissance maximale.

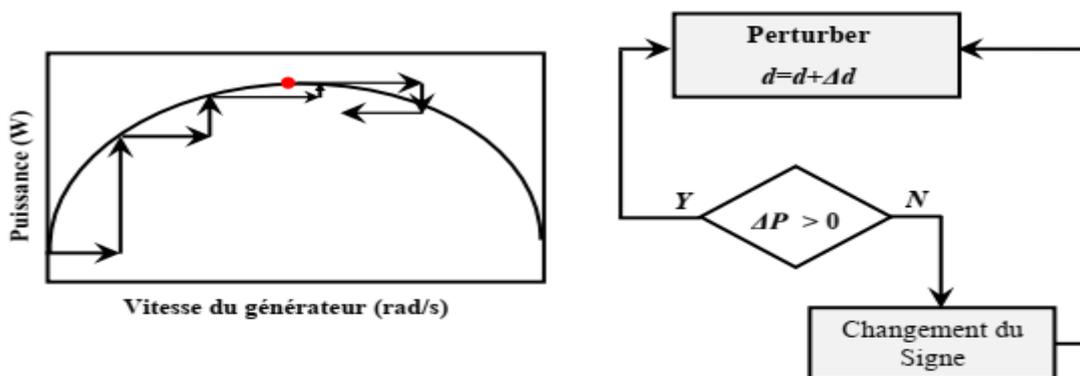


Fig. III.35 Principe de contrôle HCS.

L'algorithme de contrôle HCS recherche en permanence la puissance de crête de l'éolienne. Il peut surmonter certains des problèmes communs normalement associés avec les deux autres méthodes. L'algorithme de suivi, en fonction de l'emplacement du point de fonctionnement et la relation entre les changements de la puissance et celle de la vitesse, permet de dépister le

Techniques MPPT		prix	Paramètres mesurés	Vitesse	Complexité	Stabilité	Accord périodique	Efficacité
Méthode de conventionnelle	P&O	Bas	Tensions, courants	Lente	Moins	Instable	Non	Basse
	INC	Bas	Tensions, courants	Lente	Moyenne	stable	Non	Moyenne
contrôleur intelligent	FLC	Bas	Tensions, courants	Moyenne -rapide	Moins	Très stable	Non	Haute
	ANN	Moyen	Dépendante	Rapide	Haute	Très stable	Non	Haute
Contrôleurs hybrides		Haut	Dépendante	Dépendante	Varie	Très stable		Très haute

Tableau III.5 – Comparaison des différentes stratégies MPPT pour le système PV

signal de la commande optimale, afin de conduire le système au point de maximum Puissance. La figure (III.35) montre le principe du contrôle HCS et la figure (III.34) montre une chaîne éolienne avec contrôleur HCS pour le suivi des points de puissance maximale. Le tableau III.5 montre la comparaison entre les différentes stratégies de commande MPPT adoptés aux systèmes photovoltaïques.

6 Le réglage conventionnel par PI classique

Les contrôleurs proportionnels et intégraux (PI) sont couramment utilisés dans le contrôle des applications car elles sont faciles à concevoir, à mettre en œuvre et à régler. Cependant, dans les systèmes hybrides, les contrôleurs PI classiques peuvent ne pas être la stratégie de contrôle souhaitée car il devient difficile de gérer les incertitudes dans les environnements non linéaires. Par conséquent, la réalisation d'opérations efficaces et robustes ne peut être garantie. Généralement, l'idée du contrôleur PI est de réguler l'erreur entre la mesure d'entrée et la sortie souhaitée. Cette erreur ainsi que son intégrale fournissent un signal pour l'action du contrôleur par rapport au temps. Dans cette application, la stratégie de contrôle PI a été mise en œuvre pour étudier la dynamique du système et de les comparer avec des stratégies de contrôle avancées. Dans l'application éolienne, le contrôleur PI a été utilisé pour la GSAP après le découplage croisé entre les circuits d'axe d et d'axe q. Le modèle est linéarisé après avoir ajouté les tensions de découplage, qui suppriment le couplage croisé pour améliorer les performances dynamiques du système. La structure du contrôleur PI peut être représentée comme suit [89] :

$$G(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (\text{III.8})$$

Où :

k_p et k_i sont respectivement les gains proportionnel et intégral.

Le contrôleur PI a été implémenté dans la GSAP de telle sorte que l'axe d et les courants de l'axe q sont comparés aux courants de référence de l'axe d et de l'axe q . Les erreurs sont régulées à l'aide des contrôleurs PI pour générer des tensions d'axe d et d'axe q qui sont transformés en signal de modulation de largeur d'impulsion (MLI) pour commander l'interrupteur du convertisseur DC-DC. Le courant de référence de l'axe q est généré à partir de la boucle de régulation de vitesse. Les fonctions de transfert en boucle ouverte de la vitesse

mécanique (Gm), l'axe d (Gd) et l'axe q (Gq) peuvent être obtenues à partir du modèle de la GSAP linéarisé comme suit [90] :

$$G_m(s) = \frac{1}{B + Js} \quad (\text{III.9})$$

$$G_d(s) = \frac{1}{R_s + L_d s} \quad (\text{III.10})$$

$$G_q(s) = \frac{1}{R_s + L_q s} \quad (\text{III.11})$$

En multipliant l'équation III.8 par (III.9), (III.10) et (III.11) la fonction de transfert en boucle fermée du régulateur de vitesse (Hm) est donnée par (III.12). Où les fonctions de transfert en boucle fermée du contrôle des courants de l'axe d (Hd) et de l'axe q (Hq) sont données par (III.13) et (III.14) respectivement [90].

$$H_m(s) = \frac{k_{pm} + k_{pm}}{Js^2 + (k_{pm} + B)s + k_{im}} \quad (\text{III.12})$$

$$H_d(s) = \frac{k_{pd} + k_{id}}{L_d s^2 + (k_{pd} + B)s + k_{id}} \quad (\text{III.13})$$

$$H_q(s) = \frac{k_{pq} + k_{iq}}{L_d s^2 + (k_{pq} + B)s + k_{iq}} \quad (\text{III.14})$$

Le schéma fonctionnel du modèle linéarisé d'une GSAP avec un régulateur PI de vitesse et les contrôleurs de courant sont illustrés à la figure (III.36) . On peut montrer sur la figure que les tensions de découplage ont été ajoutées pour supprimer le couplage croisé entre les boucles de contrôle des courants d'axe d et d'axe q . Le réglage des gains de la vitesse et du courant du contrôleur ont été effectués manuellement. La procédure de réglage manuel du *PI* peut être décrite de la manière suivante :

- a) La première étape consiste à mettre tous les gains à zéro.
- b) Puis, augmenter le gain proportionnel (k_p) jusqu'à ce que la sortie oscille autour de l'ensemble indiqué.
- c) Après cela, réglez le gain intégral (k_i) jusqu'à ce que le système devienne presque stable.
- d) Enfin, affinez le k_p jusqu'à ce que le système devienne stable et que le rendement désiré soit atteint.

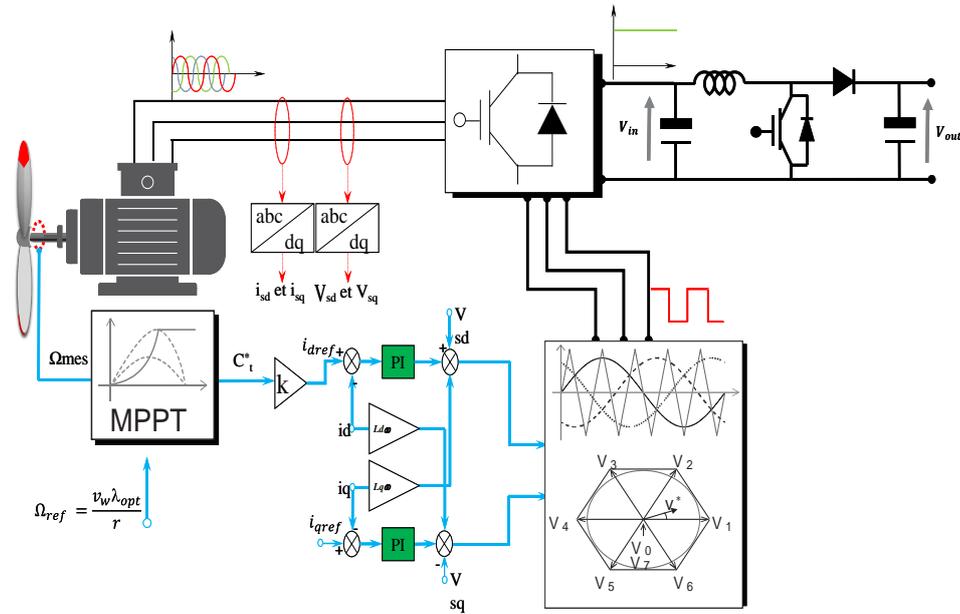


Fig. III.36 Schéma fonctionnel du modèle linéarisé d'un GSAP avec réglage de vitesse PI et les contrôleurs actuels.

Le schéma du contrôle de la chaîne de conversion éolienne de la figure (III.36) est simulé sous Matlab simulink. Les figures (III.37), (III.38) et (III.39) montrent les performances mécaniques, magnétiques et électriques de cette chaîne de conversion. La production de l'énergie mécanique de l'éolienne est basée sur la vitesse de vent et de son couple. Le choix du profil de vent va permettre de voir les différents modes de fonctionnement de l'éolienne à savoir la vitesse de la machine synchrone à aimant permanent(GSAP), le couple mécanique de la turbine, le couple électromagnétique et la puissance mécanique. La vitesse de rotation de la machine GSAP suit sa vitesse de référence (figure (III.37)).Ce comportement est similaire à celui du profil du vent pour l'éolienne. La figure (III.38 a)) représente l'allure du coefficient de puissance C_p de l'éolienne qui est proche de sa valeur théorique maximale ($C_{pmax} = 0,48$) quelle que soit la vitesse du vent appliquée. Cette valeur correspond à une valeur optimale de la vitesse spécifique ($\lambda = 8.1$), ce qui montre que l'éolienne fonctionne en régime optimal.

La figure (III.38 b)) représente la puissance mécanique qui se transforme en puissance électrique générée par GSAP avec un signe moins (-) (le signe négatif de la puissance électrique signifie qu'elle fonctionne en génératrice), cette dernière n'atteint jamais la valeur de la puissance électrique maximale cela est dû aux pertes mécaniques et électriques. D'après la figure (III.39 a)), on voit que l'allure du couple électromécanique développé par la machine suit bien la référence, les résultats obtenus par la commande vectorielle sont bien caractérisés

par, à savoir :

- Un temps de réponse plus faible dans le régime transitoire (variation du vent),
- Un dépassement minimal,
- Une erreur statique nulle.

Pour le test de régulation, on observe une très faible sensibilité aux perturbations externes dues aux variations brusques de la vitesse du vent, les courants délivrés par les génératrices ne sont pas affectés. Cependant, on constate une bonne stratégie de contrôle avec des allures déformés et déséquilibrés à cause du convertisseur type redresseur qui nécessite par la suite un filtre. Pour le contrôle de la boucle interne (dédié au contrôle des tensions continues V_{dc1} et V_{dc2}), leurs résultats sont affichés sur les figures(III.40 a) et b)). On remarque que la tension V_{dc1} (tension de l'entrée du boost) varie exactement avec la variation de la vitesse du vent, or la tension V_{dc2} (tension de sortie de l'hacheur boost) reste toujours constante et suit sa valeur de référence.

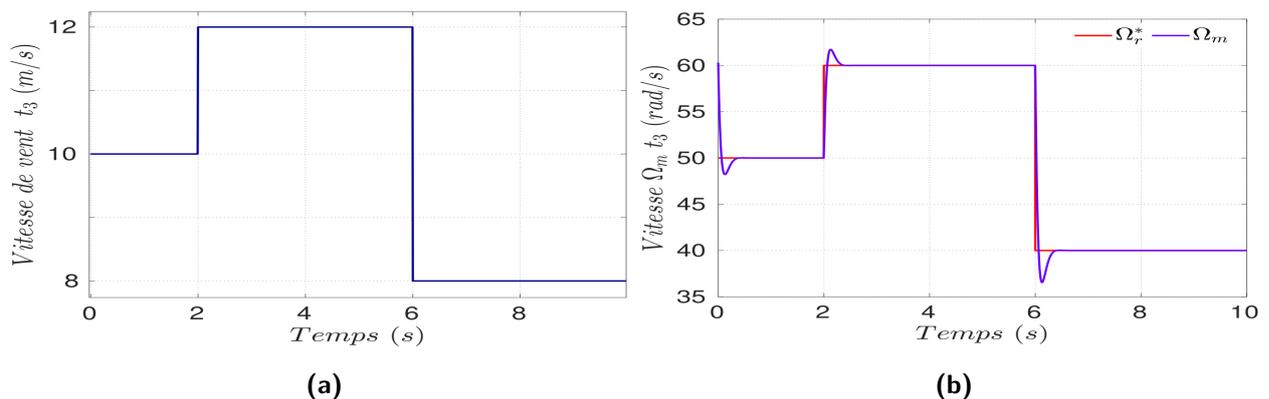


Fig. III.37 a) Profile du vent appliqué à la turbine ; b) Vitesse de rotation de la GSAP.

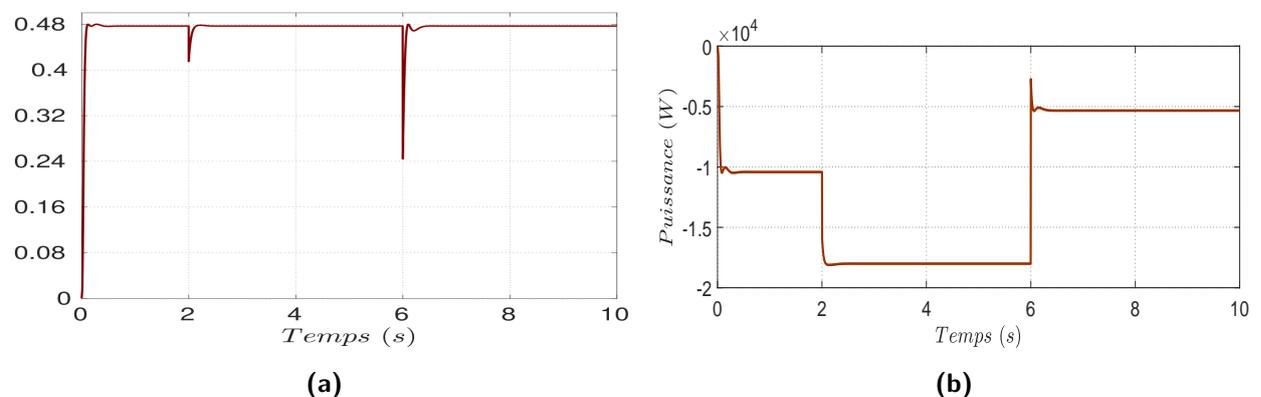


Fig. III.38 a) Le coefficient de puissance C_p ; b) La puissance mécanique de la turbine.

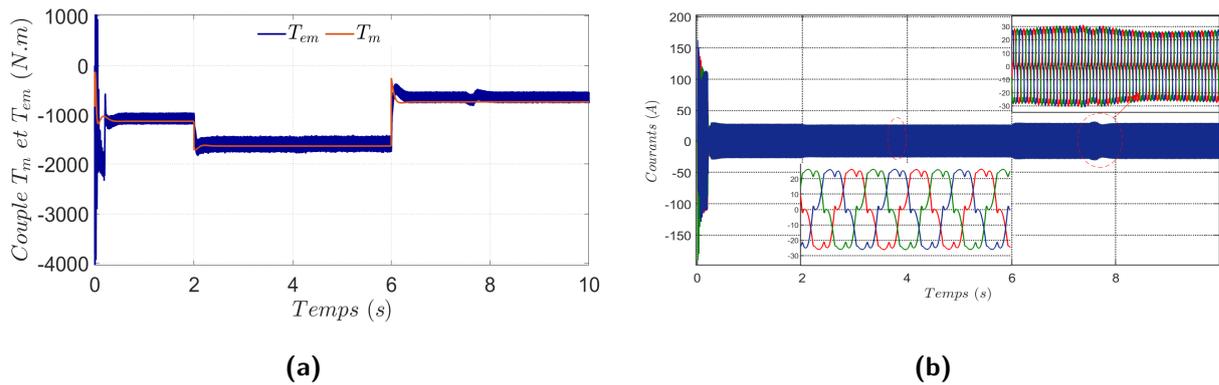


Fig. III.39 a) Couple électromagnétique de la GSAP ; b) Courant délivré par la GSAP.

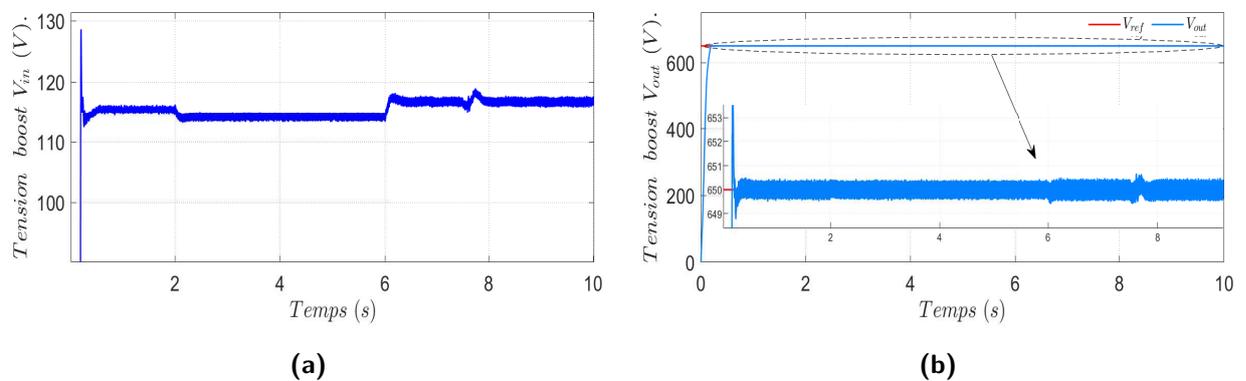


Fig. III.40 a) Tension d'entrée b) Tension de sortie du convertisseur boost.

l'utilisation de la technique MPPT garantit de sa part l'extraction du maximum de la puissance, elle consiste à un réglage effectuée au préalable. La commande vectorielle est appropriée par la suite, elle survient après, afin de permettre le réglage de notre système éolien à travers le bon contrôle de la tension à la sortie du convertisseur,

7 Structure de contrôle en mode connecté au réseau

7.1 Stratégie de suivi de réseau pour les générateurs passifs

Le convertisseur côté réseau peut contrôler la tension à travers la liaison continue et contrôler la puissance réactive échangée avec le réseau. Il s'agit d'une stratégie utile pour les générateurs non distribuables, comme l'éolien et le photovoltaïque qui, en raison de l'incertitude de la ressource énergétique primaire, ne peuvent permettre un contrôle correct de la tension du bus continu. La stratégie de suivi du réseau d'un générateur PV avec une tension de bus continue variable est illustrée à la Figure (III.41). Différentes valeurs de tension

continue (U_{PV}) peuvent être fournies afin de mettre en œuvre un MPPT de PV ou éoliennes [81].

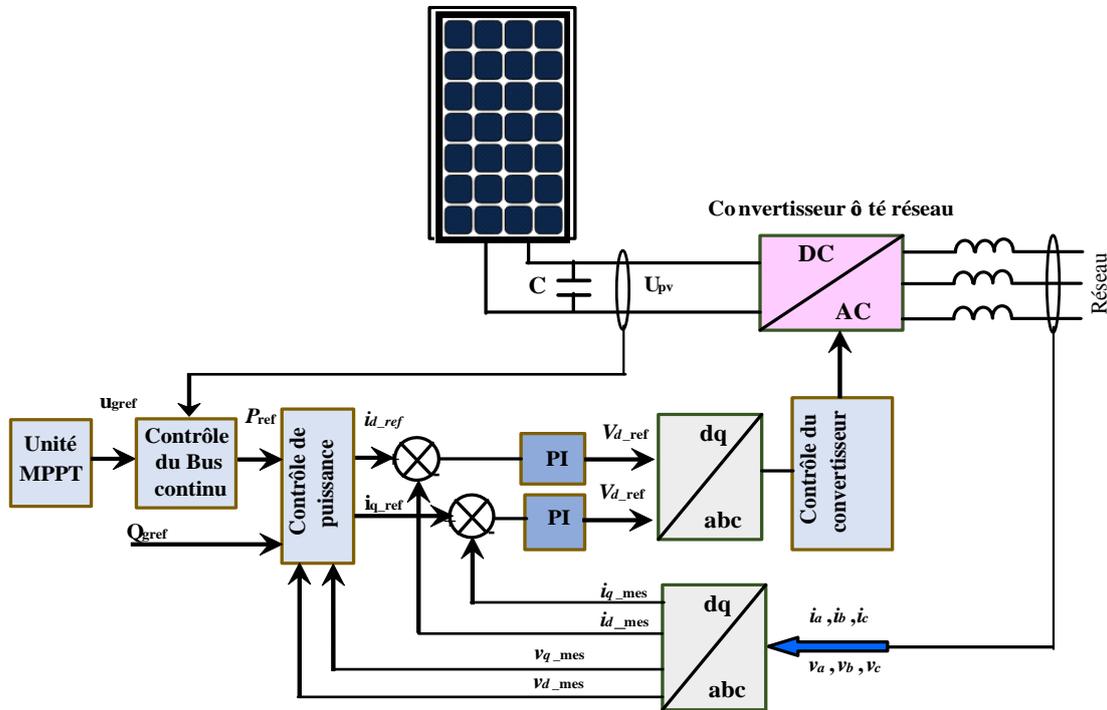


Fig. III.41 Stratégie de suivi du réseau d'un générateur PV avec une tension de bus continue variable pour MPPT.

Cette fonction peut également être effectuée par un convertisseur supplémentaire côté générateur comme le montre la figure (III.42). Avec une stratégie de suivi de réseau, en utilisant un filtre de starter, l'onduleur côté réseau est considéré comme une source commandée en courant direct et les composantes en quadrature des courants sont calculées par une transformation de Park pour le calcul de puissance. La variation des puissances réelles générées par le système provoque une erreur de tension du bus continu, qui est corrigée via la commande du bus continu en ajustant la référence de la puissance réelle (P_{ref}) injectée au réseau. La puissance réactive de sortie est également contrôlée à l'aide du régulateur PI en ajustant l'amplitude du courant de sortie de l'onduleur. Cet onduleur peut fonctionner avec un facteur de puissance unitaire ou peut recevoir une consigne (du MGCC) pour la puissance réactive de sortie.

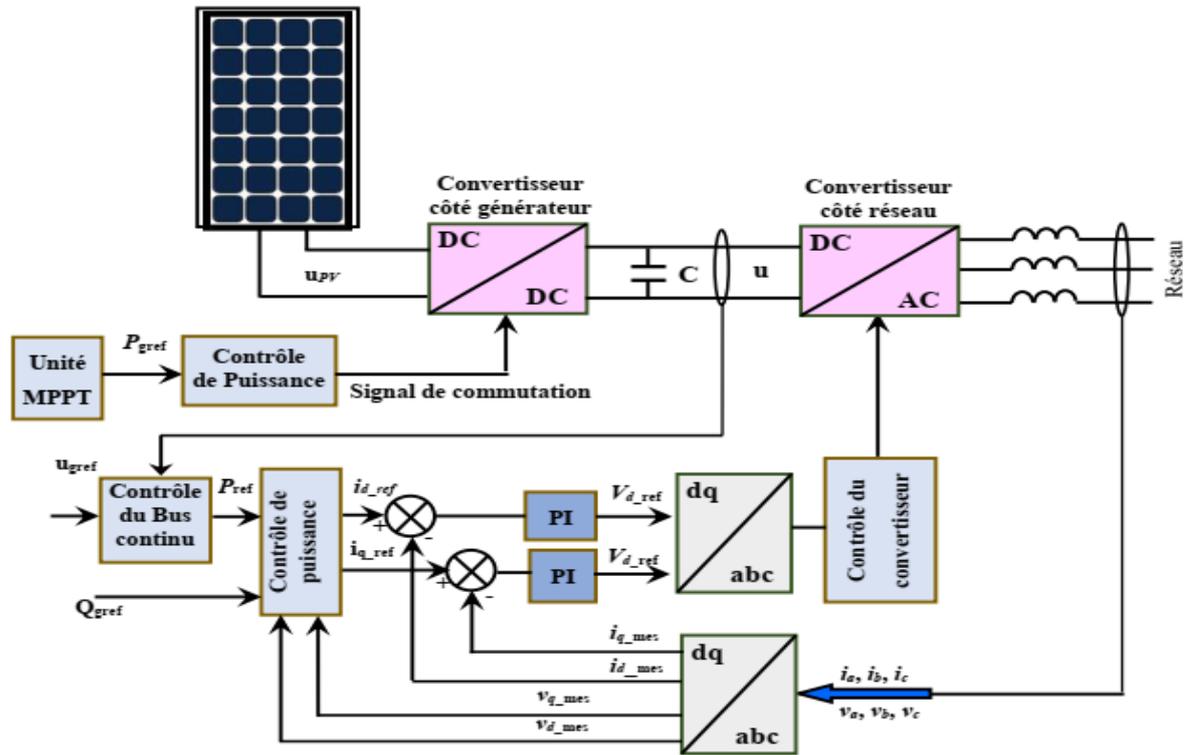


Fig. III.42 Stratégie de suivi du réseau d'un générateur PV avec un convertisseur côté générateur pour MPPT.

7.2 Stratégie de suivi de réseau pour le « Mode PQ »

Avec une stratégie de suivi de réseau, l'onduleur fonctionne en injectant la puissance disponible à la source primaire dans le réseau car la tension du bus continu est constante. Pour les SER tels que PV et éoliennes, la puissance de sortie est fluctuante. Dans les générateurs de secours avec possibilité d'augmenter/diminuer la puissance primaire, la référence de puissance active peut être utilisée par le contrôleur local (P^*g) ou le MGCC pour rendre variable la puissance active générée [81]. Ces types de DG sont distribuables et leur système de contrôle est connu sous le nom de « contrôle PQ » et est montré sur la figure (III.43).

7.3 Stratégie de répartition de puissance pour le « Mode PQ »

Avec une stratégie de répartition de puissance, la tension du condensateur du circuit intermédiaire est maintenue en contrôlant la puissance générée par la source primaire (III.44). La source principale est chargée de répondre à cette demande de puissance afin de maintenir un bus à une tension continue constante.

Cela convient aux applications avec une puissance contrôlable telles que les centrales

de génération hybride dotées par des éléments de stockage, car la disponibilité de l'énergie primaire est garantie [81]. Ensuite, la tension aux bornes du bus DC peut être considéré comme constante et le convertisseur côté réseau peut contrôler la puissance active et réactive de sortie, ce type de conversion est dispatchable.

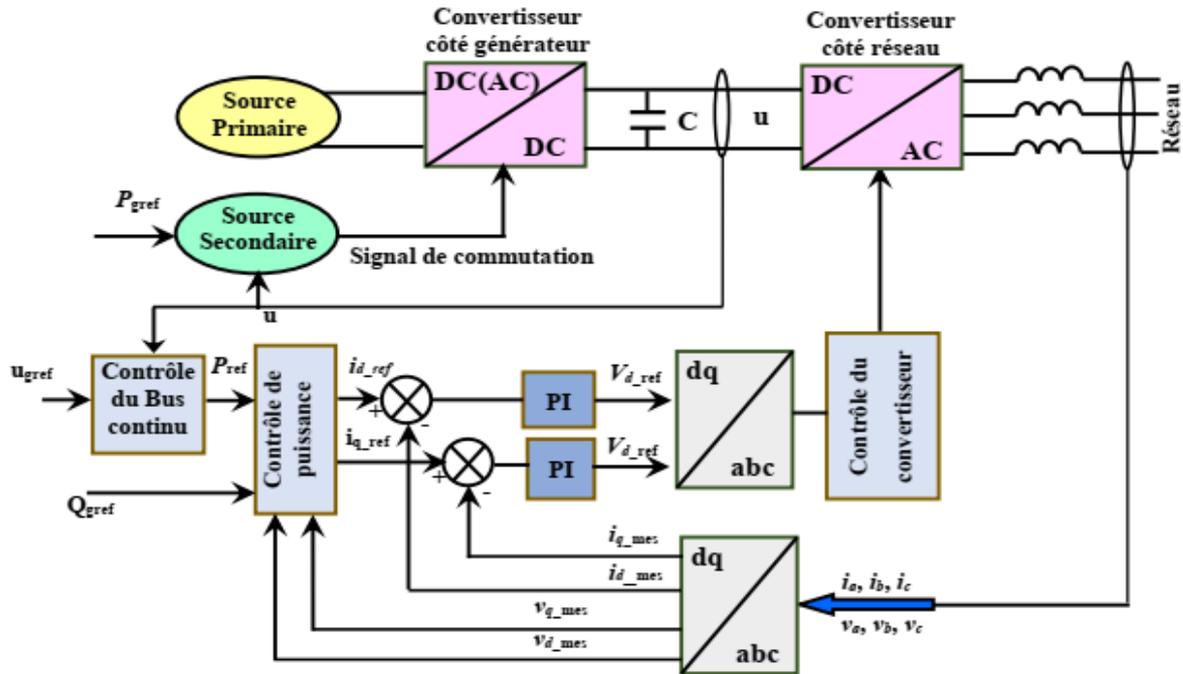


Fig. III.43 Stratégie de suivi de réseau d'un générateur dispatchable en mode PQ.

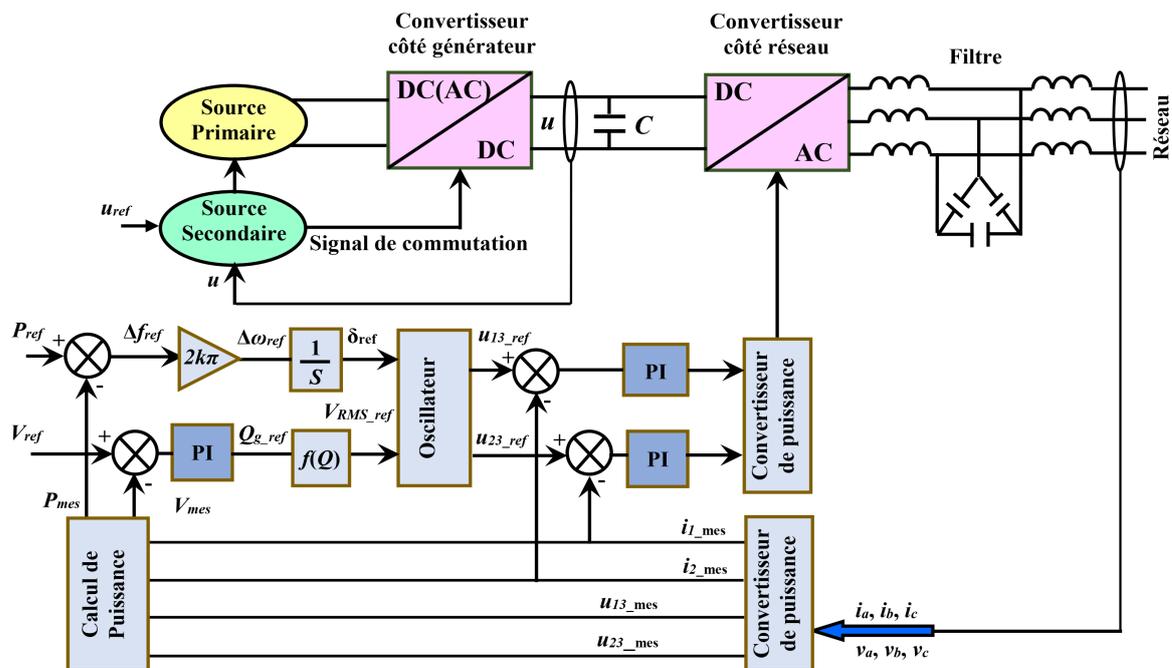


Fig. III.44 Stratégie de répartition de puissance d'un système HPWS pour le contrôle d'un onduleur.

L'onduleur « contrôle PQ » se compose d'une boucle de contrôle de puissance externe qui calcule les références de courant pour la boucle interne de contrôle de courant.

7.4 Contrôleur côté réseau et côté générateur

Le contrôleur côté générateur (CCG) contrôle la vitesse du WECS système pour capter le maximum de puissance. CCR modifie la vitesse du rotor à la valeur optimale pour améliorer la puissance de sortie ainsi que la stabilité du système. Le contrôleur côté réseau est utilisé pour contrôler les paramètres du réseau tels que la puissance active et réactive. Le CCR observe le lien DC tension du système qui fournit une référence appropriée des changements survenant dans le système [91]. Les configurations typiques de CCR et CCG sont illustrés à la figure (III.45).

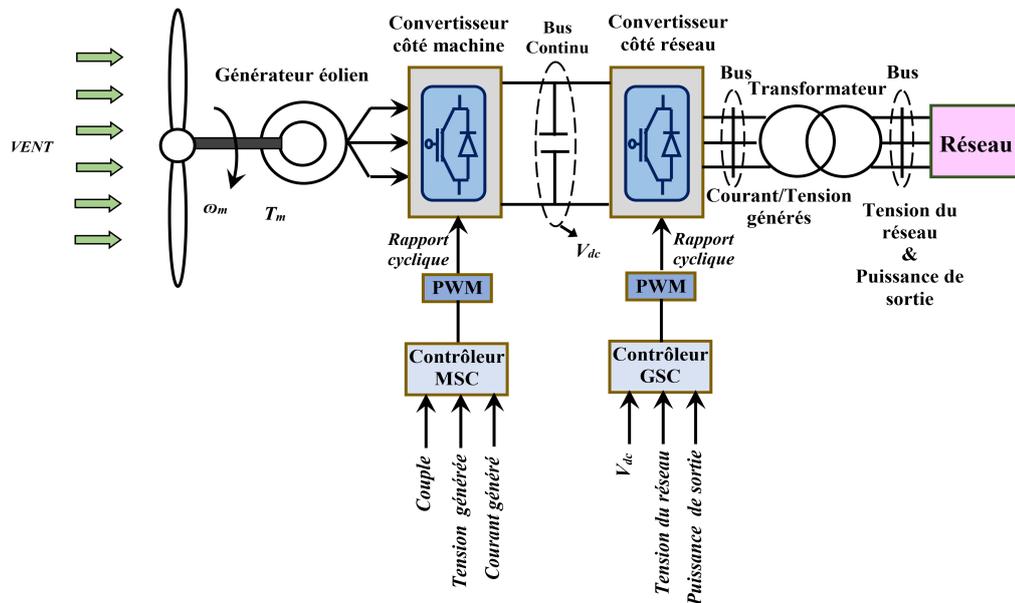


Fig. III.45 Contrôleurs CCR/CCG pour un système de conversion d'énergie éolienne.

Les CCG ont essentiellement deux stratégies de contrôle pour contrôler le rotor la vitesse. Il s'agit du contrôle direct du couple (DTC) et du contrôle orienté sur le terrain (FOC). Les deux contrôleurs ont des caractéristiques et des performances similaires dans les conditions dynamiques [92].

Le DTC contrôle le couple d'une façon directe. Comme le contrôleur direct est utilisé, il a une réponse plus rapide et moins de complexité [92, 55]. Le DTC n'a qu'une seule boucle externe de contrôle, où le compensateur d'hystérésis et l'angle de flux sont directement utilisés pour générer l'impulsion de commutation pour le PEC. La transformation des référentiels

entre la boucle de régulation est également supprimée ce qui réduit la complexité du système. L'ondulation du couple et du courant détermine les performances du système. Étant donné que la mesure de la vitesse n'est pas requise dans le système DTC, le besoin d'un capteur de vitesse du rotor est éliminé. Le contrôleur basé sur le DTC a une réponse plus rapide par rapport aux autres méthodes de contrôle [92].

8 Résultats de simulations et discussions

les résultats de simulation du système hybride PV/Éolienne avec des convertisseurs avancés en utilisant un réglage classique PI.

L'objectif des simulations effectuées avec le modèle est de vérifier la conformité des processus en cours avec la théorie, on vérifiera également la stabilité du modèle pendant des processus permanents et transitoires avec un réglage purement classique qui repose sur les régulateurs conventionnelle PI. Dans les simulations sont utilisés les paramètres des différents éléments de la chaîne hybride proposée. Ces modèles ont été testé sur un cycle de 8 secondes. Les Figures (III.46 à III.54), représentent les grandeurs courants, tensions et puissances délivrés par les sources hybrides obtenus par une commande classique. On observe des pics et des ondulations qui influent sur la qualité d'énergie produite. La variation des puissances actives de la batterie, du générateur photovoltaïque et éolien sont présentées sur la Figure (III.49). On observe que la somme des puissances générées est égale à la puissance demandée par la charge à chaque instant quelque soit les conditions de fonctionnement imposées. D'après les résultats obtenus, on peut noter que la chaîne de conversion hybride a pu assurer les puissances désirées tout au long du temps de la simulation, sauf que des oscillations apparaissent sur les signaux obtenus surtout dans les intervalles dont les conditions de fonctionnement sont appliquées et qui correspondent à une production de la puissance active limitée à la valeur maximale disponible. Les autres grandeurs, tension et courant du générateur hybride, suivent convenablement leurs références correspondantes aux différents points de fonctionnement. Sur la Figure (III.49) est présentée la variation des quatre puissances qui présentent un intérêt, à savoir la puissance demandée par la charge, la puissance délivrée par les panneaux solaire, la puissance fournie par l'éolienne et la puissance de la batterie.

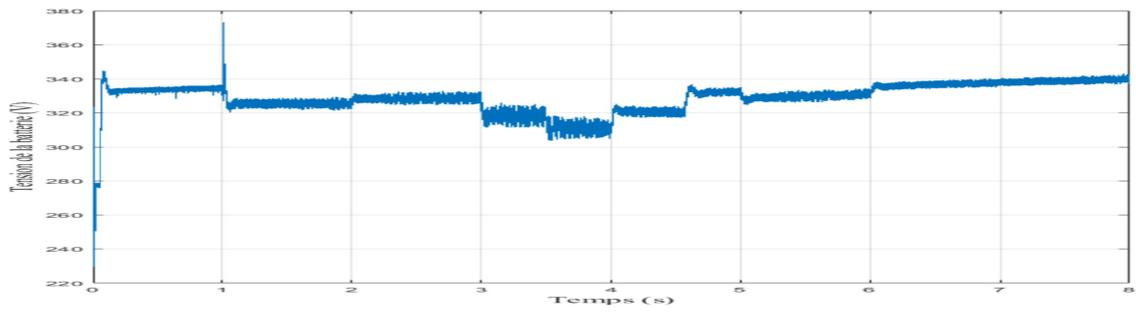


Fig. III.46 Tension de la batterie.

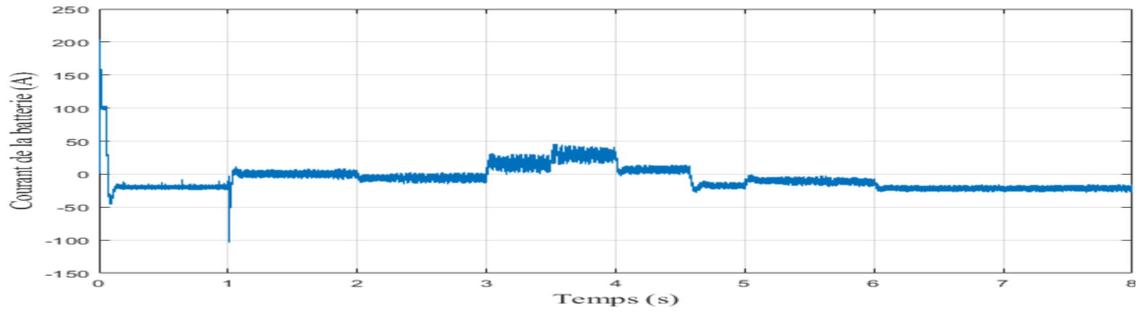


Fig. III.47 Courant de la batterie.

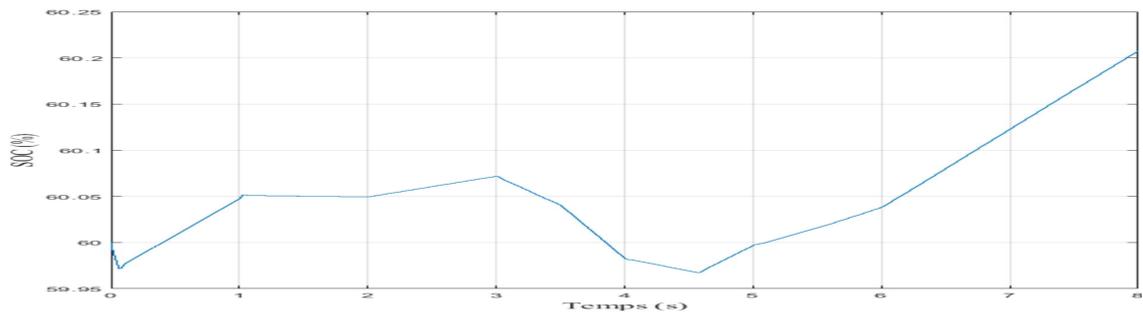


Fig. III.48 SOC de la batterie.

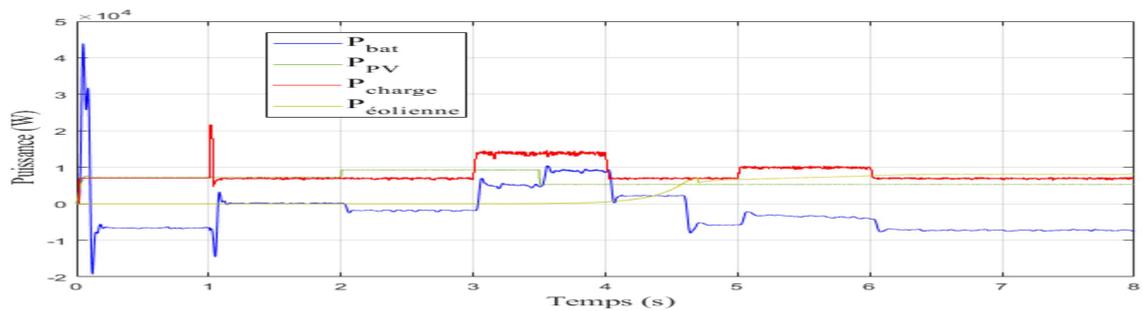


Fig. III.49 les puissances de système(PV, éolienne, batterie et charge).

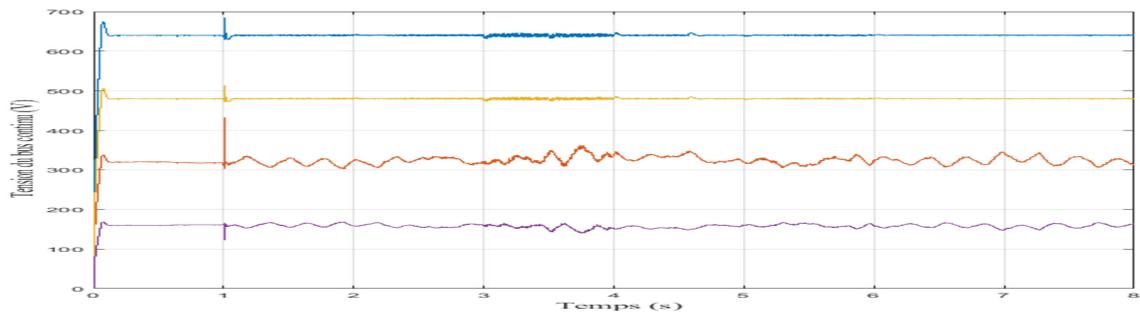


Fig. III.50 Tension du bus continu.

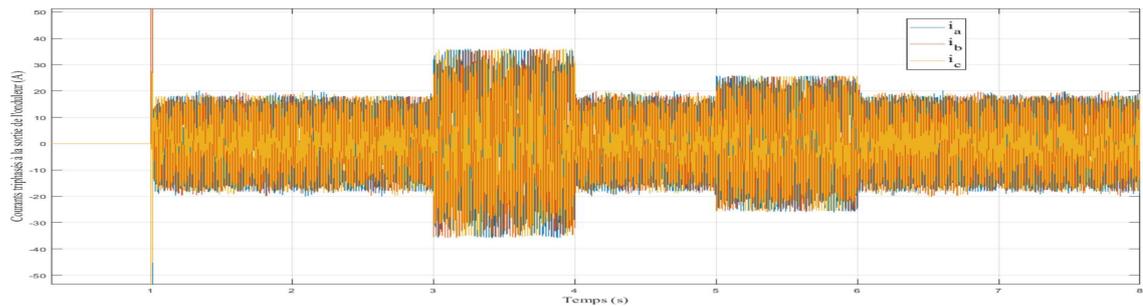


Fig. III.51 Courant triphasé à la sortie de l'onduleur.

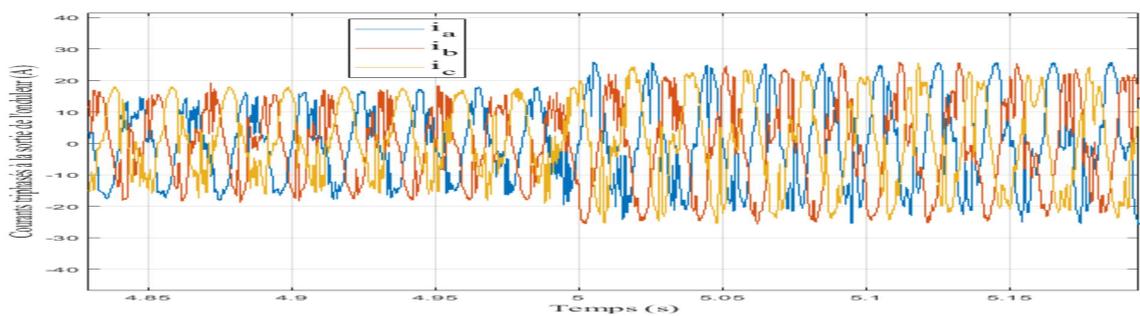


Fig. III.52 Zoom des courants triphasés à la sortie de l'onduleur ($t = 4.8 \text{ s}$ à 5.2 s).

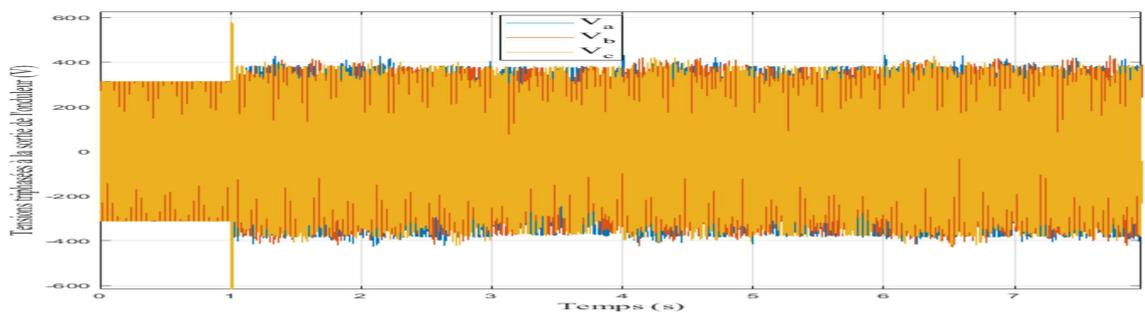


Fig. III.53 Tensions triphasées à la sortie de l'onduleur.

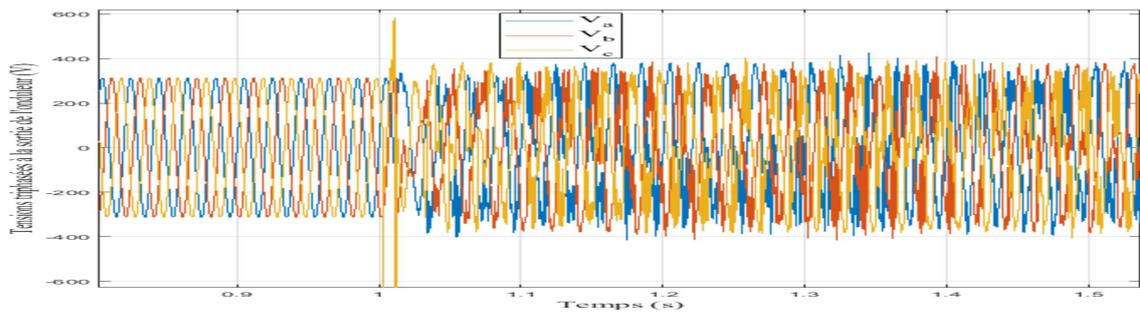


Fig. III.54 Agrandissement des tensions triphasées à la sortie de l'onduleur ($t = 0.80$ s à 1.5 s)

9 Conclusion

Dans ce chapitre, plusieurs convertisseurs statiques associés à la stratégie de contrôle conventionnel de système de production d'énergie hybride ont été étudiés et évalués. Dans la première partie, des nouvelles architectures de convertisseurs de puissance ont été développées et testées avec un réglage classique. La stratégie de contrôle P/Q vise à réguler la puissance production du système, où la stratégie de contrôle V/f régule le signal tension et fréquence. La stratégie de contrôle mixte présente la capacité de combiner la régulation de la production d'énergie ainsi que la tension du signal et fréquence. Dans la deuxième partie, une stratégie de contrôle du système d'énergie renouvelable a été développée et simulée pour des cas de base comprenant deux sources d'énergie renouvelables. La stratégie traditionnelle de contrôle du système présente l'avantage d'une source maître non privilégiée. En fait, toutes les sources contribuent au maintien du réseau équilibre des pouvoirs. Cette stratégie de régulation présente une dynamique rapide et une forte stabilité de tension. L'inconvénient majeur de ce type de commande est la perte de stabilité dans la présence des perturbations, telle que la variation brusque de la charge, creux de tension, . . . ect. A travers l'étude effectuée dans ce chapitre, on constate que l'introduction des nouvelles structures de convertisseurs statiques de puissance dans la chaîne de production renouvelable hybride associée à un réglage conventionnel classique ne suffit pas pour avoir un bon rendement énergétique à hautes performances. Face à cette situation, nous sommes obligés d'utiliser un des techniques de contrôles non linéaires avancés. Ces dernières seront un complément aux nouvelles structures des convertisseurs statiques.

Sommaire

1	Introduction	106
2	Variables de contrôle du convertisseur côté réseau	107
3	Motivation du point de vue des techniques de contrôle	111
4	Contrôle du générateur photovoltaïque par la technique MPPT	112
5	Contrôle de la batterie	113
6	Techniques de contrôle avancé	114
7	Théorie du contrôle par mode glissant	117
8	Application du contrôleur à mode glissant pour le réglage de la tension continue	119
9	Conception du contrôleur backstepping	123
10	Algorithme de gestion d'énergie appliqué	127
11	Résultats de simulation et interprétation	128
12	Étude de défaut dans un système hybride raccordé au réseau .	136
13	Conclusion	140

1 Introduction

Ces dernières années, une attention considérable a été portée sur la sécurité et le fonctionnement fiable du système électrique en raison de l'intégration en constance des énergies renouvelables. Le choix d'un contrôle au préalable est garanti par l'emploi de l'algorithme du point de puissance maximale (MPPT) adopté pour la commande des systèmes éolien/PV et qui permet de maximiser la puissance de sortie pour ces ressources. cependant et vue la demande accrue en puissance, un déséquilibre offre-demande du système électrique de temps en temps peut arriver. En conséquence, les générateurs synchrones traditionnels sont nécessaire pour fonctionner à des niveaux de charge partielle ou même s'arrêter pendant un certain temps pour réaliser l'équilibre de puissance dans le système, ce qui se traduit par un cycle de vie réduit et une augmentation des frais. Pour minimiser ces impacts, certains pays ont exigé des générateurs spécifiques pour répondre à la demande en énergie et à sa distribution.

Pour résoudre l'écart entre la demande en énergie et la production à travers les différentes ressources, une solution directe consiste à utiliser un système de stockage d'énergie (SEE), tel que l'eau pompée et volant d'inertie, ce qui peut réduire la dépendance à la production en énergie renouvelable et minimiser aussi les fluctuations de la demande en énergie [93, 31]. Néanmoins, des compléments d'investissements ainsi que certaines considérations techniques peuvent empêcher une large utilisation des systèmes de stockage. Il devient donc impératif d'étudier des solutions alternatives basées sur les potentiels propres des énergies renouvelables.

En effet, avec une stratégie de contrôle appropriée, les puissances de sortie de la turbine ou du générateur PV peuvent être régulées conformément à la commande de la demande en question pour réaliser l'équilibre de puissance souhaité, ceci est appelé contrôle de partage de puissance. Plus précisément, certaines énergies renouvelables comme l'éolien peuvent retenir ou libérer partiellement l'énergie cinétique stockée en interne tout en ayant des impacts limités sur leur énergie de base, cette performance est garanti par l'emploi d'une stratégie de contrôle avancée [94]. Pour les énergies renouvelables avec peu d'énergie interne comme le PV, le contrôle peut être appliqué pour retenir partiellement l'énergie fournie via la régulation de la tension aux bornes des générateurs photovoltaïques [94, 95]. Les commandes exécutées ci-dessus peuvent induire des écarts par rapport aux points MPPT recherchés, mais ca reste toujours utile de revenir à la commande MPPT pour le contrôle préliminaire des énergies

renouvelables .

2 Variables de contrôle du convertisseur côté réseau

La mise en œuvre et le contrôle du convertisseur coté réseau sont discutés en ce qui concerne leurs conception par le biais des composants passifs (condensateurs de liaison continue et le filtre d'harmonique côté réseau), la détermination de l'amplitude de la tension de référence du bus continu et l'orientation de la tension du réseau (synchronisation du réseau)[96].

Éléments passifs

Le convertisseur côté réseau a besoin de composants passifs sur les côtés continu et alternatif pour effectuer des fonctions de stockage et de filtrage. Un condensateur est utilisé comme composant passif continu, et sa valeur est calculée selon l'expression suivante [97] :

$$C_{dc} = \frac{T_r \Delta P_{dc}}{2V_{dc} \Delta V_{dc}} \quad (\text{IV.1})$$

Où :

C_{dc} : est la capacité du condensateur de liaison continue,

T_r : est le retard de commande introduit en raison du filtrage de la tension du bus continu et du contrôle du courant alternatif,

ΔP_{dc} : est la variation maximale admissible de la puissance continue,

V_{dc} : est la tension nominale du bus continu,

ΔV_{dc} : est l'ondulation de tension du bus continu admissible.

Les variables T_r , ΔP_{dc} , V_{dc} et ΔV_{dc} , ainsi que la réponse dynamique, la taille et le coût, sont utilisées comme compromis pour concevoir la valeur du condensateur de liaison continu.

Les composants passifs AC ne stockent qu'une fraction ($\approx 5\%$) de l'énergie totale stockée du système. Le filtre d'harmonique côté alternatif peut être réalisé par un filtre inductif (L) ou inductif-capacitif-inductif (LCL). Comparé au filtre L, le filtre *LCL* offre une excellente qualité de courant de réseau. Cependant, ce filtre implique le problème critique de la résonance du filtre lors du changement d'étape dans les conditions de fonctionnement. Dans ce chapitre, nous traitons principalement la conception et le contrôle *CCR* basés sur le filtre L. Dans les

centrales hydroélectriques commerciaux basés sur onduleur à deux niveaux *VSC*, la valeur de l'inductance L du filtre d'harmonique (combinée avec l'inductance de fuite du transformateur élévateur, le cas échéant) est choisie pour être dans la plage de 0,1 à 0,25 pu [98], cette valeur diminue avec les convertisseurs multiniveaux lorsque la forme d'onde de sortie de l'onduleur contient plusieurs niveaux de tension.

2.1 La tension de référence du bus continu

L'onduleur connecté au réseau fonctionne avec un indice de modulation m_a compris entre zéro et un. Pour garantir le bon fonctionnement de l'onduleur, la tension du bus continu V_{dc} doit être supérieure à la tension crête ligne à ligne du réseau V_{gL-L} . La tension de référence du bus continu V_{dc}^* est sélectionnée en fonction de l'indice de modulation et de la tension de phase efficace du réseau V_g , comme illustré ci-dessous :

$$V_{dc}^* = \frac{\sqrt{2}V_{gL-L}}{m_a} = \frac{\sqrt{6}V_g}{m_a}, \quad 0 < m_a \leq 1 \quad (\text{IV.2})$$

La tension de phase efficace V_g du réseau est égale à la valeur efficace de la composante de fréquence fondamentale de la tension de phase du convertisseur. La sélection des V_{dc}^* appropriés doit tenir compte des variations de tension et des régimes transitoires du réseau pendant les conditions de fonctionnement dynamiques. Une valeur d'indice de modulation de 0,8 est raisonnable pour permettre une marge de réglage de 20% pendant la transition. Par conséquent, la V_{dc}^* est définie en termes de tension de phase du réseau comme suit :

$$V_{dc}^* = \frac{\sqrt{6}V_g}{m_a} = \frac{\sqrt{6}V_g}{0.8} = 3.062 V_g \quad (\text{IV.3})$$

Le schéma de contrôle de l'onduleur doit garantir que la tension est maintenue à sa valeur de référence dans toutes les conditions de fonctionnement. Le contrôle de la tension du bus continu est généralement réalisé par un contrôleur *PI* dans la boucle de contrôle externe.

2.2 Facteur de puissance du réseau

Le flux de puissance dans les convertisseurs coté réseau est bidirectionnel : (1) du côté DC au côté AC, également appelé fonctionnement onduleur, (2) du côté AC au côté DC, également appelé opération de redressement. Pendant le fonctionnement normal, la puissance circule du côté DC au côté AC (c-à-d. Le fonctionnement de l'onduleur). Cependant, lors du démarrage

du système, le fonctionnement du redresseur est utilisé pour pré-charger les condensateurs de bus continu et tirer le courant de magnétisation de la génératrice. Les puissances actives et réactives délivrées (ou absorbées) au réseau sont définies par les équations suivants :

$$\begin{cases} P_g = 3V_g I_g \cos \varphi_g \\ Q_g = 3V_g I_g \sin \varphi_g \end{cases} \quad (IV.4)$$

Où :

φ_g : est l'angle de facteur de puissance, c'est-à-dire l'angle entre la tension du réseau et les vecteurs de courant.

Le fonctionnement à quatre quadrants du convertisseur est illustré sur la figure (IV.1), où les quadrants 1 et 4 correspondent au fonctionnement onduleur où la liaison continue agit comme une source et les quadrants 2 et 3 correspondent au fonctionnement du redresseur où la liaison continue agit comme une charge.

Les formes d'onde de tension de réseau phase a V_{ag} et I_{ag} de courant sont également illustrées à la figure (IV.1).

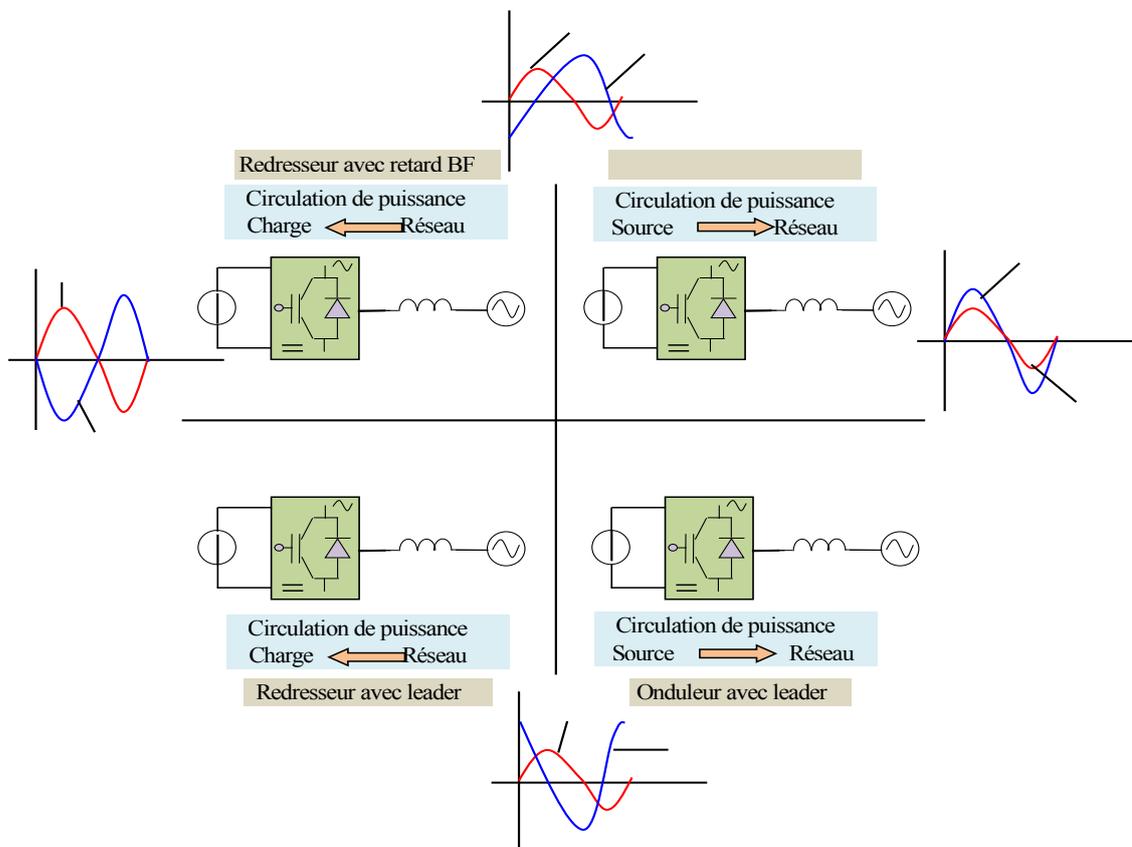


Fig. IV.1 Définition du flux de puissance entre la liaison continue et le réseau

Un résumé des valeurs de facteur de puissance, de puissance active et de puissance réactive

est donné comme suit pour les quatre quadrants :

- Quadrant 1 : l'angle φ_g est $0^\circ \leq \varphi_g < 90^\circ$, $\cos(\varphi_g)$ est positif et $\sin(\varphi_g)$ est positif. Par conséquent, P_g est positif et Q_g est positif \Rightarrow «onduleur avec retard de phase».
- Quadrant 4 : l'angle φ_g est $270^\circ \leq \varphi_g < 360^\circ$, $\cos(\varphi_g)$ est positif et $\sin(\varphi_g)$ est négatif. Par conséquent, P_g est positif et Q_g est négatif \Rightarrow «onduleur avec phase en avance».
- Quadrant 2 : l'angle φ_g est $90^\circ \leq \varphi_g < 180^\circ$, $\cos(\varphi_g)$ est négatif et $\sin(\varphi_g)$ est positif. Par conséquent, P_g est négatif et Q_g est positif \Rightarrow «redresseur avec retard de phase».
- Quadrant 2 : l'angle φ_g est $180^\circ \leq \varphi_g < 270^\circ$, $\cos(\varphi_g)$ est négatif et $\sin(\varphi_g)$ est négatif. Par conséquent, P_g est négatif et Q_g est négatif \Rightarrow «redresseur avec phase en avance».

2.3 Motivation du point de vue des convertisseurs de puissance

Pour permettre le raccordement au réseau des éoliennes de type 4, la tension/fréquence variable de l'éolienne doit être convertie en tension/fréquence fixe. Pour y parvenir, une grande variété d'étages de conversion de puissance peut être utilisée comme résumé à la Figure (IV.2). Une partie de ces configurations sont issues de l'industrie des entraînements électriques, tandis que d'autres topologies ont été proposées dans la littérature avec des caractéristiques prometteuses pour le développement futur. Une discussion détaillée sur ces convertisseurs a été présentée au chapitre 3. Les convertisseurs utilisés dans les éoliennes à base des générateurs GSAP actuelles sont résumés sur la Figure (IV.2).

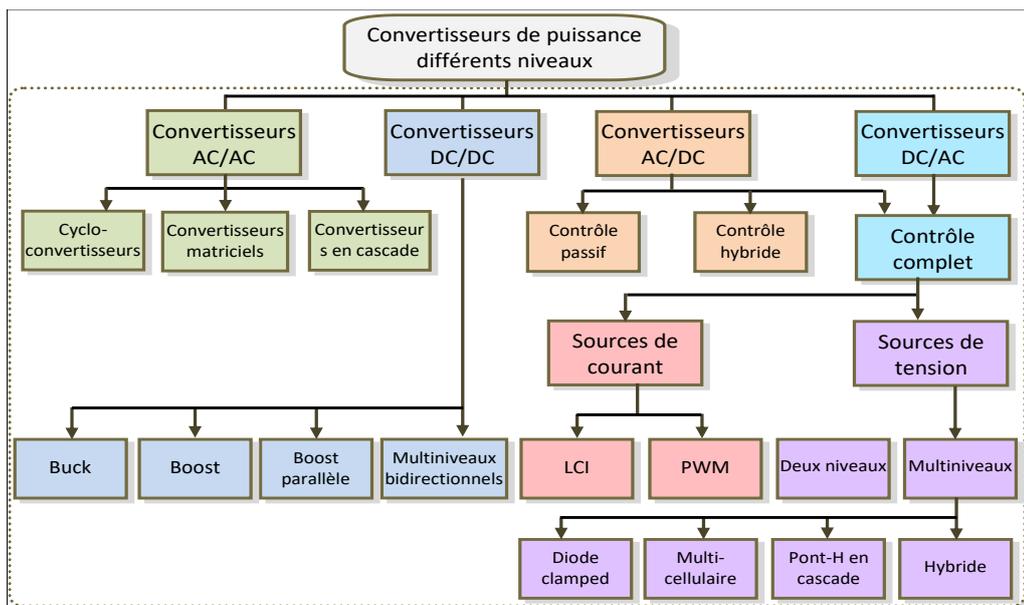


Fig. IV.2 Classification des convertisseurs de puissance à grande échelle utilisés dans les systèmes de génération hybride

Cette classification est effectuée sur la base de la basse tension (BT) par rapport à la moyenne tension (MT) et convertisseurs actifs côté générateur (MLI) par rapport aux convertisseurs passifs.

Une liste de les quelques éoliennes commerciales utilisant ces convertisseurs sont indiquées dans la figure (IV.2)

3 Motivation du point de vue des techniques de contrôle

Comme mentionné précédemment, le développement de systèmes de contrôle sophistiqués est crucial pour augmenter l'efficacité de la chaîne hybride et pour se conformer aux exigences du code du réseau. Le développement du contrôle technique pour les convertisseurs de puissance est un sujet de recherche en cours. Un résumé des techniques de contrôle établies est résumé et illustré sur la figure (IV.3). Les méthodes de contrôle classiques comprennent l'hystérésis et le contrôle linéaire, tandis que les méthode de contrôle en mode glissant, intelligent et prédictif appartiennent à la catégorie des contrôles avancés[99].

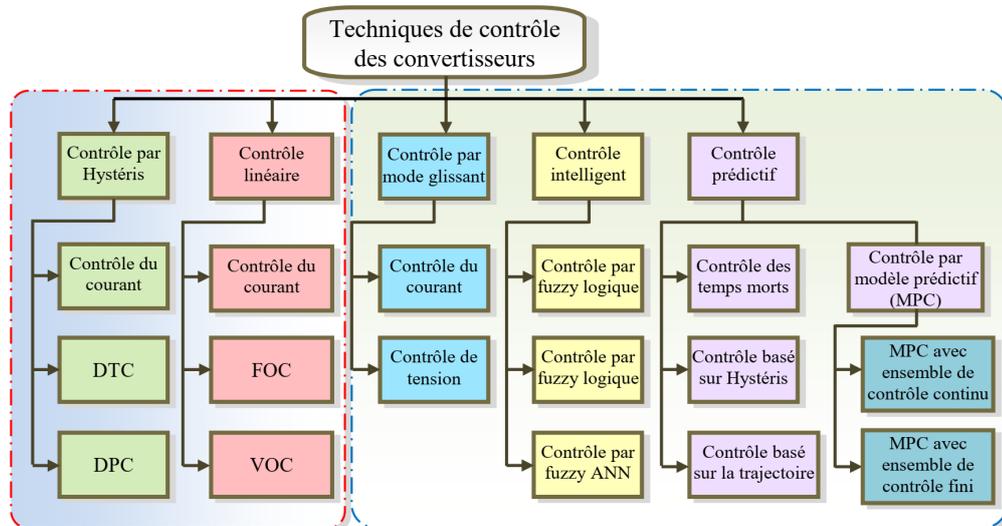


Fig. IV.3 Classification des techniques de contrôle utilisées dans les systèmes hybrides PV/ éolien

Les techniques de contrôle classiques sont largement acceptées pour l'industrie de l'électronique de puissance associée à l'énergie éolienne. De nombreux travaux ont été présentés sur la base du contrôle classique pour les convertisseurs multiniveaux utilisés dans les SHPE [80, 61]. L'approche du contrôle classique utilise des régulateurs PI linéaires en cascade et une modulation de largeur d'impulsion/vectorielle spatiale (MLI/SVM). L'approche de la méthode de contrôle classique avec MLI/SVM utilise une fréquence de commutation fixe. Le

fonctionnement à fréquence de découpage inférieure est une exigence importante au niveau MW pour minimiser les pertes de commutation. Au cours d'une telle condition, les techniques de contrôle classiques imposent plusieurs défis techniques/opérationnels tels que :

- Caractéristiques de performance non symétriques dues à la nature non linéaire prédominante de convertisseurs de puissance.
- Harmoniques d'ordre inférieur significatifs qui provoque une mauvaise qualité de l'alimentation et des conflits avec les codes de réseau.
- Réponse transitoire lente en raison de l'étage de modulation à faible bande passante.
- Couplage de variables de contrôle telles que les courants de réseau des axes d et q .
- Performances dégradées en raison des harmoniques de tension du réseau et du retard de contrôle.
- Approche compliquée pour inclure les contraintes du système dans la conception du contrôleur.

4 Contrôle du générateur photovoltaïque par la technique MPPT

La variation de la charge nécessite la mise en place d'un convertisseur DC/DC boost qui permet d'augmenter la tension solaire délivrée. La configuration est illustrée sur la figure (IV.4), qui se compose d'une tension d'entrée continue, d'une inductance, d'un commutateur S, d'une diode D et d'un condensateur C pour le filtre [100].

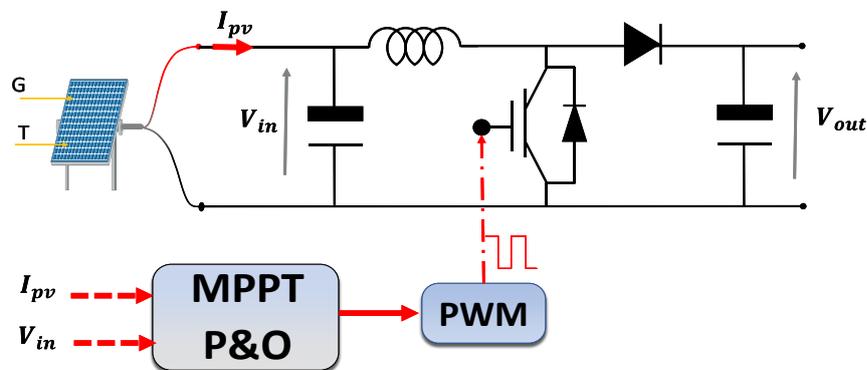


Fig. IV.4 Convertisseur DC/DC boost avec la technique de contrôle MPPT.

La technique MPPT augmente l'efficacité du panneau solaire. Il est basé sur l'application du théorème de transfert de puissance maximale qui dit que la charge recevra une puissance maximale lorsque l'impédance de la source est égale à l'impédance de la charge. Le rapport cyclique du convertisseur DC/DC est contrôlé par la technique MPPT, pour extraire le maximum de puissance du panneau solaire ce qui se traduit par l'adaptation de l'impédance de charge à la source.

5 Contrôle de la batterie

Les deux dépendent de l'état de charge de la batterie (SOC), de la température et des différences de la résistance interne. Pendant le processus de charge et de décharge, l'état de charge (SOC) peut être décrit en fonction du temps (t) par [101] :

$$SOC(t) = \begin{cases} SOC(t - \Delta t) + P_{bat} \cdot \frac{\eta_{ch}}{C_n \cdot v_{dc}} \cdot \Delta t \\ SOC(t - \Delta t) + P_{bat} \cdot \frac{1}{\eta_{dis} \cdot C_n \cdot v_{dc}} \cdot \Delta t \end{cases} \quad (IV.5)$$

A tout pas de temps Δt , le SOC doit respecter les contraintes suivantes :

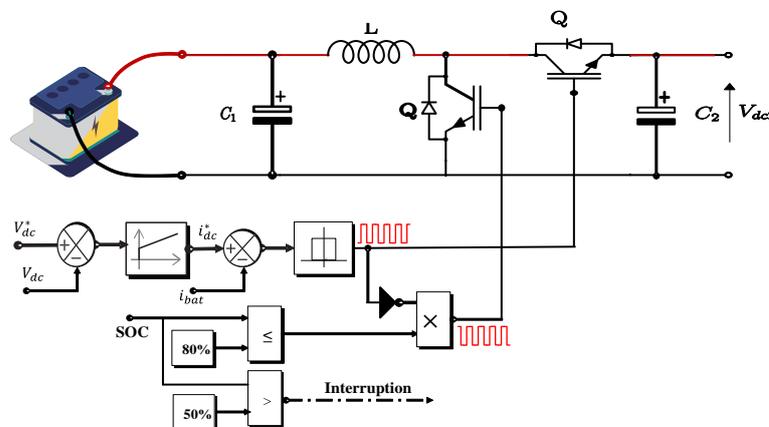


Fig. IV.5 Contrôle de la batterie.

Le système de stockage est connecté au réseau DC via un convertisseur DC/DC Buck / Boost bidirectionnel. Afin d'obtenir la puissance requise, il est nécessaire de contrôler le courant de la batterie. Les limites de courant de charge et de décharge et les limites maximales de SOC sont également incluses dans le modèle. La figure (IV.5) illustre le principe du contrôle de la batterie [101].

Le stockage de la batterie fonctionnera en modes de charge, de décharge ou de flottement en fonction des besoins énergétiques et ces modes sont gérés en fonction de la tension du bus

continu au point de couplage du stockage de la batterie. Par conséquent, le stockage de la batterie est nécessaire pour fournir le niveau de tension continue nécessaire sous différents modes de fonctionnement du réseau et de la charge en courant alternatif. Lors de la charge, l'interrupteur $S2$ est activé et le convertisseur fonctionne comme un circuit boost ; sinon, lors de la décharge, l'interrupteur $S1$ est activé et le convertisseur fonctionne en circuit abaisseur. Lorsque la tension au niveau du circuit intermédiaire est inférieure à la référence de tension, l'interrupteur $S1$ est activé. Alternativement, lorsque la tension au niveau du circuit intermédiaire est supérieure à la référence de tension, le commutateur $S2$ est activé. La réponse du système PV-éolien-batterie aux variations transitoires est caractérisée par une constante du temps inhérente. Dans de tels cas, les condensateurs le long du réseau courant continu peuvent agir comme une inertie virtuelle pour combler le déficit ou absorber le surplus d'énergie [101, 102].

Le bilan de puissance du circuit intermédiaire peut être exprimé par l'équation différentielle suivante :

$$v_{dc}i_{dc} = P_{PV} + P_W + P_{bat} - P_{load} \quad (IV.6)$$

Le bilan de puissance du système de production hybride intégré avec stockage d'énergie est donné par :

$$Cv_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = P_{PV} + P_W + P_{bat} - P_{load} \quad (IV.7)$$

Cette équation est formulée en négligeant les pertes dans les convertisseurs de puissance, la batterie, les inductances de filtrage et le transformateur ainsi que les harmoniques dues aux actions de commutation. L'objectif principal du contrôle de batterie est de maintenir constante la tension au niveau du circuit intermédiaire. Si les puissances injectées par les deux convertisseurs DC/DC sont supposées constantes à un instant donné, la puissance de la batterie garantit l'ajustement de la tension du condensateur.

6 Techniques de contrôle avancé

Le contrôle intelligent comprend diverses techniques de contrôle, telles que les systèmes experts, la logique floue, le réseau de neurone artificiel (ANN) et les algorithmes génétiques [?]. Dans cette section, la régulation du courant de charge par commande floue et ANN est brièvement discutée.

Commandes par la logique floue

Les systèmes experts, la logique floue, le réseau neutre artificiel (ANN) et les algorithmes génétiques appartiennent à la famille des techniques de contrôle intelligent [? 103]. Comme démontré dans la Figure (IV.6), dans cette approche de contrôle, le contrôleur PI est remplacé par le contrôleur à logique floue.

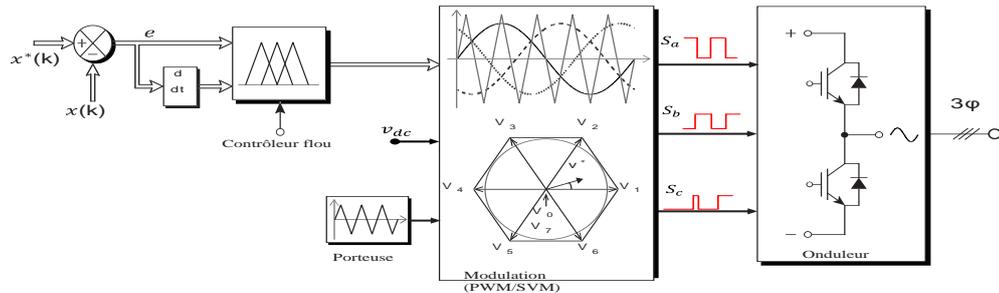


Fig. IV.6 Schéma de commande par la logique floue utilisant SVM.

L'erreur de suivi de référence du courant de charge et sa dérivée sont utilisées comme entrée du contrôleur flou. Ce contrôleur intègre l'expérience, les connaissances et l'intuition de l'opérateur/concepteur de convertisseur sous forme de fonctions d'appartenance. Puisque les convertisseurs de puissance sont de nature non linéaire, la robustesse du système lors des variations de paramètres peut être améliorée en utilisant le contrôleur flou sans connaître le modèle exact du convertisseur. C'est aussi une classe de techniques de contrôle non linéaire, et incontestablement le meilleur parmi les contrôleurs adaptatifs [55, 103]..

Commandes par réseaux de neurones

L'ANN représente la forme la plus générique du processus de la réflexion humaine par rapport aux autres contrôleurs intelligents [104]. La régulation du courant de charge basée sur ANN est illustrée sur la Figure(??) [104, 105]. Les signaux d'erreur de suivi sont fournis comme entrées au réseau ANN par l'intermédiaire d'un gain ou facteur d'échelle (K), et le contrôleur ANN produit des signaux de commutation à l'entrée du convertisseur. Un fonctionnement à fréquence de commutation constante peut être obtenu avec cette approche. Les avantages du flou et de l'ANN peuvent être combinés comme le montre la Figure (IV.9) pour obtenir une meilleure performance de contrôle. Même si les contrôleurs intelligents n'ont pas besoin d'un modèle de convertisseur, ils nécessitent une connaissance précise du fonctionnement / comportement du convertisseur.

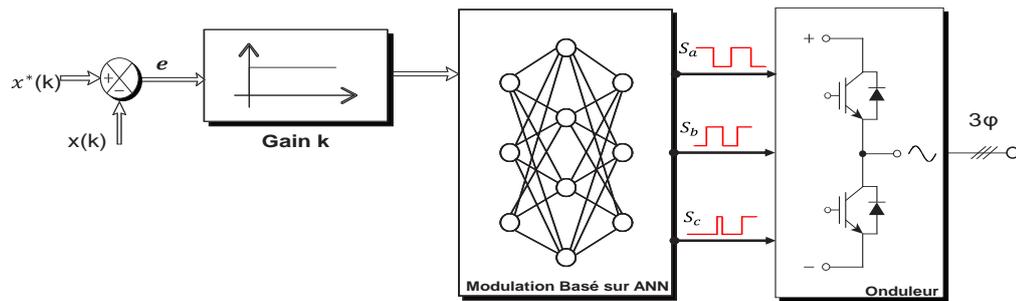


Fig. IV.7 Schéma de contrôle du courant basé sur l'ANN.

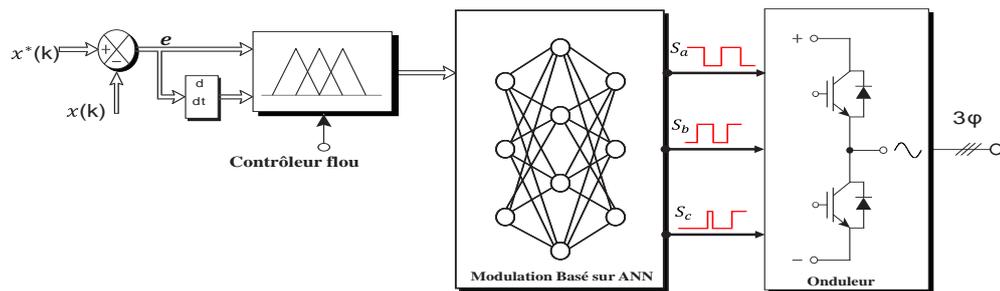


Fig. IV.8 Schéma de commande par la logique floue utilisant la modulation ANN.

Technique de contrôle par mode glissant

Le contrôle à mode glissant est une technique de contrôle de convertisseur de puissance avancée et appartient à la famille du contrôle à structure variable et du contrôle adaptatif [106, 107]. Cette technique de contrôle est de nature non linéaire et peut être appliquée à des systèmes linéaires ou non linéaires [108].

Une méthode de contrôle à mode glissant avec le MLI/SVM est illustrée sur la figure (??). Les références de tension de charge sont générées via le contrôleur à mode glissant. Comme le nom l'indique, la variable de contrôle (courant de charge) est forcée de suivre ou de glisser le long de la trajectoire prédéfinie [108]. Avec cette méthode, la structure du contrôleur est intentionnellement modifiée pour obtenir une réponse robuste et stable même pendant les variations et les perturbations des paramètres du système [108]. Cette méthode de contrôle donne une réponse robuste par rapport à la méthode classique évoqués plus haut.

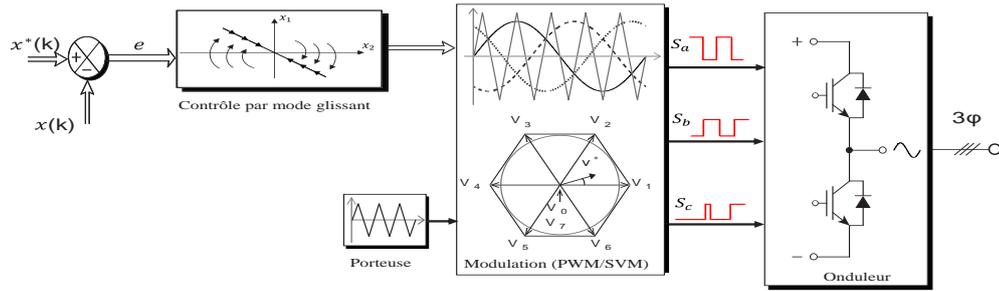


Fig. IV.9 Schéma de contrôle du courant en mode glissant utilisant SVM.

7 Théorie du contrôle par mode glissant

À partir de la fin des années 1970 et jusqu'à aujourd'hui, le contrôle en mode glissant a reçu de nombreuses attentions, car il présente les avantages d'une réponse rapide et robuste. La commande par MG est une stratégie de contrôle de structure variable basée sur la rétroaction et la commande de commutation à haute fréquence. De plus, il est insensible aux changements des paramètres du système, perturbations et variations de la charge [109, 55]. La conception du MG se compose de deux étapes principales. La première étape consiste à réaliser la conception d'une surface de glissement et la deuxième étape vise à obtenir une conception optimale d'une loi de commande, qui oblige les points de fonctionnement du système à atteindre une valeur prédéterminée de la surface en temps fini [106, 110].

Surface de glissement

Une surface de glissement est définie comme la limite sur laquelle un contrôleur force les points d'opération à reposer. La dérivation d'une surface de glissement joue un rôle important dans l'obtention d'un design optimal et il peut être représenté comme suit [108] :

$$S(x) = \left(\frac{d}{dt} + \gamma \right)^{n-1} e \quad (\text{IV.8})$$

$$e = x_{ref} - x \quad (\text{IV.9})$$

Où :

S : est la surface de glissement,

n : est le degré relatif, qui est le nombre de différenciation jusqu'à l'apparition des indices de contrôle.

La valeur de n peut être déterminée à partir de l'équation de contrôle. Pour le premier ordre du MG n est égal à 1. Γ est une matrice constante positive et e est une erreur entre une valeur de référence (x_{ref}) et une variable contrôlée (x)

Condition de convergence

L'objectif principal du MG est d'assurer la réalisation des points qui s'approchent d'une frontière glissante prédéterminée en un temps fini à partir d'une condition initiale de la limite arbitraire. Cette condition se produit lorsque les signes de $S(x)$ et $\dot{S}(x)$ sont opposés et les conditions suivantes sont satisfaites [55, 108].

$$\lim_{x \rightarrow 0_+} S < 0 \quad (\text{IV.10})$$

$$\lim_{x \rightarrow 0_+} \dot{S} > 0 \quad (\text{IV.11})$$

En satisfaisant les deux conditions la convergence du point de fonctionnement vers la surface de glissement est définie par l'équation de Lyapunov comme suit [55, 108] :

$$S\dot{S} < 0 \quad (\text{IV.12})$$

Conception du contrôleur

La structure du *MG* comprend deux parties, l'une concerne la linéarisation exacte et la deuxième partie est de stabiliser le contrôleur. Pour analyser le mouvement pendant le mode de glissement, il existe une approche largement acceptée qui est appelé contrôle équivalent. Dans cette approche, le contrôle discontinu, qui fait que la surface de glissement $\dot{S}(x)$ se rapproche de 0, est remplacée par une commande équivalente.

Ce contrôle équivalent est obtenu en fixant $\dot{S}(x) = 0$ pour le système [108]. La structure d'un tel contrôleur peut être exprimée comme suit :

$$u = u_{eq} + u_n \quad (\text{IV.13})$$

Où ;

u_{eq} : est l'élément de contrôle équivalent et il est calculé le long du glissement comme ci-dessous,

où :

K représente une constante positive.

$$\dot{S}(x) = 0 \quad (\text{IV.14})$$

$$u_n = -K \text{sign}(s), \text{sign}(s) = \begin{cases} 1, S > 0 \\ 0, S = 0 \\ -1, S < 0 \end{cases} \quad (\text{IV.15})$$

8 Application du contrôleur à mode glissant pour le réglage de la tension continue

La technique du mode glissant est largement utilisée dans la commande de systèmes non linéaires en raison de sa forme flexible et de sa robustesse [55]. Le contrôleur à mode glissant est donc adopté dans un premier temps pour contrôler la tension du bus continu de l'onduleur. Comme le montre la figure (??), la tension et le courant continus sont générés par le système hybride, tandis que la référence de courant continu est générée par le contrôleur basé sur le mode glissant, qui est proposé dans cet article pour contrôler la tension du bus continu. Pour être précis, le courant de la batterie est contrôlé pour minimiser la dégradation de la batterie, et le courant du bus continu est contrôlé pour compenser la demande de puissance de la charge ainsi que pour maintenir la tension du bus continu constante [106].

L'équation du courant circulant dans le condensateur s'écrit :

$$i_c = C \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (\text{IV.16})$$

avec : $i_c = i_{input} - i_{dc}$

Nous obtenons la dérivée première de la tension continue par une formule d'état qui se présente comme suit :

$$\dot{v}_{dc} = 0v_{dc} + \frac{1}{C}i_c = av_{dc} + bi_c \quad (\text{IV.17})$$

L'erreur entre la tension continue mesurée et la tension continue souhaitée est choisie pour être la variable glissante s , la surface s peut être choisie comme :

$$s = e = v_{dc}^* - v_{dc} \quad (\text{IV.18})$$

Afin de garantir l'existence d'une surface de mode glissant, la condition doit être satisfaite.

La dérivée de L'erreur peut être exprimée comme suit :

$$\dot{e} = \dot{v}_{dc}^* - \dot{v}_{dc} = -K \text{sign}(e) \tag{IV.19}$$

Ce qui donnent :

$$\dot{v}_{dc}^* = \frac{1}{C} i_c = -K \text{sign}(e) \tag{IV.20}$$

On obtient finalement :

$$i_{dc} = i_{input} - C [\dot{v}_{dc}^* + K \text{sign}(e)] \tag{IV.21}$$

où : K est le gain d'adaptation

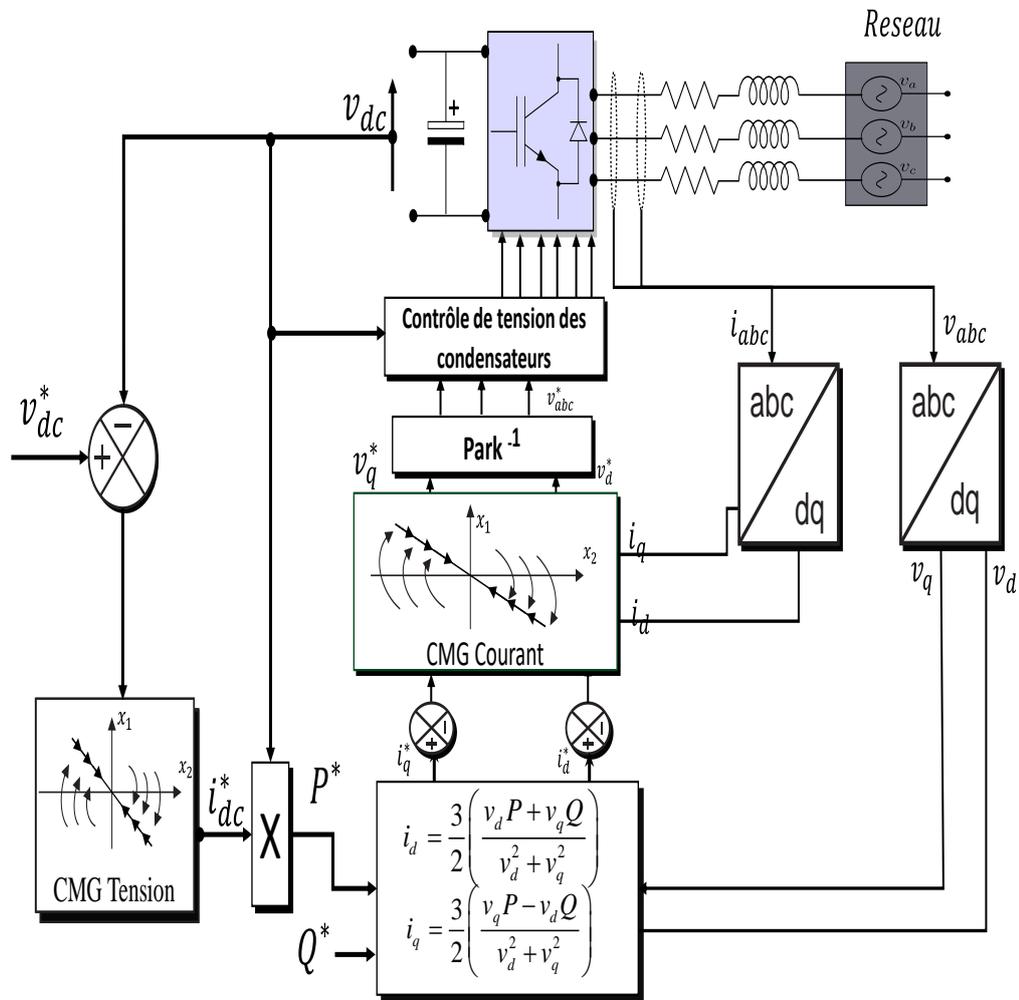


Fig. IV.10 Contrôle par mode glissant de la tension continue, du courant pour la puissance active et réactive.

La boucle de contrôle du système est illustrée sur la Figure (IV.11) :

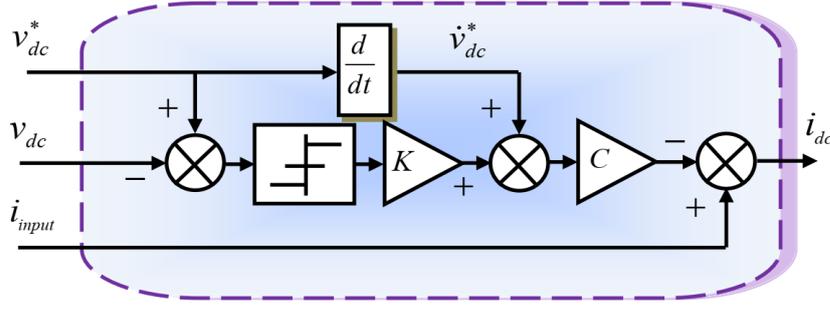


Fig. IV.11 Schéma fonctionnel du contrôle par mode glissant de la tension continue

Contrôleur de courant par mode glissant

Le contrôle par mode de glissement est conçu pour cette installation en assurant l'efficacité et la robustesse du système non linéaire étudié en cas de conditions inappropriées où de l'instabilité avec une très faible sensibilité pendant la variation brusque de la charge [107, 106]. La méthode MG est basée sur deux approches : l'une s'appuie sur le choix des variables d'états. L'autre est de forcer l'état d'atteindre le point de glissement à un certain moment et de forcer le signal d'erreur à s'approcher de la surface, telle que : $S(t) = 0$. Comme l'équation (IV.13) le montre, la différence entre la tension de sortie mesurée de l'onduleur multicellulaire et le réseau électrique est :

$$v_k - v_{gk} = Ri_k + L \frac{di_k}{dt} \quad (\text{IV.22})$$

où : $k = 1, 2, 3, \dots$. Nous obtenons la dérivée première de la tension continue par une formule d'état qui se présente comme suit :

$$\frac{di_k}{dt} = -\frac{R}{L}i_k + \frac{1}{L}(v_k - v_{gk}) = ai_k + b(v_k - v_{gk}) \quad (\text{IV.23})$$

L'erreur entre le courant mesuré et le courant désiré est choisie pour être la variable glissante s :

$$s = e = i_k^* - i_k \quad (\text{IV.24})$$

Afin de garantir l'existence d'une surface de mode glissant, la condition doit être satisfaite. Ainsi, pour garantir que le courant mesuré converge vers le courant de référence.

L'erreur dérivée peut être exprimée comme suit :

$$\dot{e} = \dot{i}_k^* - \dot{i}_k = -K \text{sign}(e) \quad (\text{IV.25})$$

on obtient :

$$i_k^* + \frac{R}{L}i_k - \frac{1}{L}i_k^* = -K \text{sign}(e) \quad (\text{IV.26})$$

et :

$$v_k^* G_0 - v_{gk} = v_k - v_{gk} = U = \left(K \text{sign}(e) + i_k^* + \frac{R}{L}i_k \right) L \quad (\text{IV.27})$$

Finalement, on obtient :

$$v_k^* = \left[\left(K \text{sign}(e) + i_k^* + \frac{R}{L}i_k \right) L + v_{gk} \right] \frac{1}{G_0} \quad (\text{IV.28})$$

où :

K est le gain de réglage, v_{gk} est la phase de tension du réseau et G_0 est le gain de l'onduleur

Le contrôle du système est montré dans la figure (IV.12) :

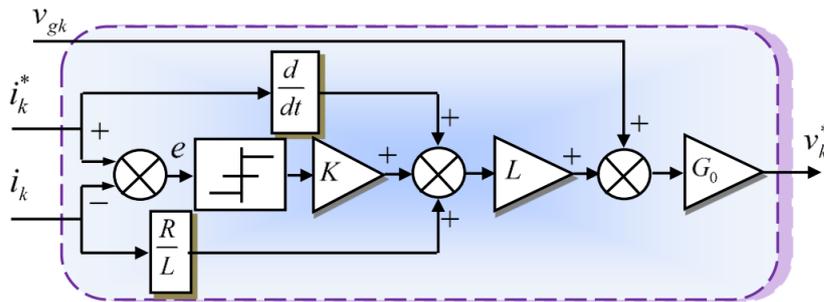


Fig. IV.12 Schéma fonctionnel de la commande de courant par mode glissant

Contrôle d'équilibrage des tensions des condensateurs de l'onduleur multicellulaire

Le contrôle de l'équilibrage de la tension des condensateurs en raison de facteurs tels que le processus de sortie dynamique, la différence de paramètres, la zone morte de modulation ou l'écart de calcul et la tension pratique sur les condensateurs peuvent différer de la tension de référence avec un contrôle en boucle ouverte [111].

Les tensions de condensateur déséquilibrées augmentent la contrainte de tension possible des dispositifs de commutation et affectent la caractéristique harmonique du courant de sortie. En conséquence, une régulation en boucle fermée de la tension du condensateur est nécessaire. Pour notre topologie, les condensateurs peuvent être classés en condensateurs de bus continu et en condensateurs flottants, le processus de régulation peut également être divisé en deux

parties. La première partie est conçue pour stabiliser les tensions des condensateurs du bus continu. La deuxième partie est conçue pour stabiliser toutes les tensions des condensateurs flottants en régulant les courants des condensateurs flottants relatifs [112].

Le contrôle complet de l'équilibrage de la tension de l'onduleur multicellulaire est illustré à la Figure (IV.13)

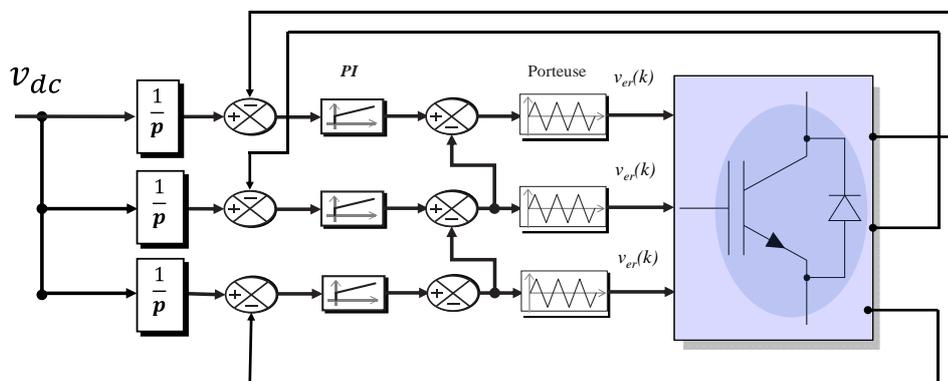


Fig. IV.13 Structure du contrôle d'équilibrage de la tension du condensateur de l'onduleur multicellulaire ($p = 4$).

9 Conception du contrôleur backstepping

Le contrôle par backstepping est basé sur une méthode de récurrence multi-étapes et à chaque étape, une commande virtuelle est générée pour s'assurer que le système converge vers son état d'équilibre [93]. La stabilisation de chaque étape de synthèse est assurée par la fonction de Lyapunov [113, 114].

La synchronisation du courant avec les tensions du réseau et le réglage de la tension du bus continu sont assurés par le convertisseur côté réseau, le contrôle récurrent est utilisé pour contrôler la puissance active et réactive fournie au réseau.

Les tensions de réseau triphasées sont représentées par les équations suivantes IV.29 :

$$\begin{cases} v_{ag} = v_{\max} \cos(\omega t) \\ v_{bg} = v_{\max} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{cg} = v_{\max} \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (\text{IV.29})$$

Les tensions dans le référentiel d-q sont représentées par les équations suivantes :

$$\begin{cases} v_{dg} = v_{id} - R_g i_{gd} - L_g \frac{di_{gd}}{dt} + \omega_g L_g i_{gq} \\ v_{qg} = v_{iq} - R_g i_{gq} - L_g \frac{di_{gq}}{dt} - \omega_g L_g i_{gd} \end{cases} \quad (\text{IV.30})$$

Les équations de puissance dans le référentiel synchrone sont données par équation IV.31 :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (v_{gd} i_{gd} + v_{gq} i_{gq}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (v_{gq} i_{gd} - v_{gd} i_{gq}) \end{cases} \quad (\text{IV.31})$$

Les puissances active et réactive peuvent être obtenues après avoir orienté le référentiel le long de la tension du réseau à partir des équations suivantes :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} v_{gd} i_{gd} \\ Q_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{qg} \end{cases} \quad (\text{IV.32})$$

Les courants de réseau dans le référentiel d-q peuvent être exprimés comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_{gd}}{dt} v_{dg} = \frac{v_{id}}{L_g} - \frac{R_g}{L_g} i_{gd} + \omega_g i_{gq} - \frac{v_{gd}}{L_g} \\ \frac{di_{gq}}{dt} v_{qg} = \frac{v_{iq}}{L_g} - \frac{R_g}{L_g} i_{gq} - \omega_g i_{gd} - \frac{v_{qg}}{L_g} \end{cases} \quad (\text{IV.33})$$

Le module de la tension et du courant total du réseau est établi par :

$$\begin{cases} |v_g| = \sqrt{(v_{gd})^2 + (v_{gq})^2} \\ |i_g| = \sqrt{(i_{gd})^2 + (i_{gq})^2} \end{cases} \quad (\text{IV.34})$$

Les puissances active et réactive dans le référentiel d-q sont données par :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (v_{gd} i_{gd}) = \frac{3}{2} (|v_g| i_{gd}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (-v_{gd} i_{gq}) = -\frac{3}{2} (|v_g| i_{gq}) \end{cases} \quad (\text{IV.35})$$

La stratégie de contrôle appliquée au côté réseau repose sur les grandeurs :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} v_{gd} i_{gd} \\ Q_g = \frac{3}{2} v_{dg} i_{qg} \end{cases} \quad (\text{IV.36})$$

Les équations des puissances deviennent :

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (v_{gd} i_{gd} + v_{gq} i_{gq}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (v_{gq} i_{gd} - v_{gd} i_{gq}) \end{cases} \quad (\text{IV.37})$$

La dynamique des puissances active et réactive est directement liée aux composantes du courant. Les erreurs quadratures du courant de réseau définies par les expressions suivantes :

$$\begin{cases} e_{gd} = i_{gd}^* - i_{gd} \\ e_{gq} = i_{gq}^* - i_{gq} \end{cases} \quad (\text{IV.38})$$

La dynamique d'erreur sera calculée comme suit :

$$\begin{cases} \dot{e}_{gd} = -\dot{i}_{gd} \\ \dot{e}_{gq} = -\dot{i}_{gq} \end{cases} \quad (\text{IV.39})$$

La fonction de Lyapunov en fonction des erreurs des courants de réseau calculées est déterminée comme suit :

$$V = \frac{1}{2} (e_{gd}^2 + e_{gq}^2) \quad (\text{IV.40})$$

La dynamique de la fonction de Lyapunov peut être dérivée comme suit :

$$\begin{aligned} \dot{V} &= -K_{gd}e_{gd}^2 - K_{gq}e_{gq}^2 \\ &+ e_{gd} \left(\frac{v_{id}}{L_g} - \frac{R_g}{L_g}i_{gd} + \omega_g i_{gq} - \frac{v_{gd}}{L_g} + K_{gd}e_{gd} \right) \\ &+ e_{gq} \left(\frac{v_{iq}}{L_g} - \frac{R_g}{L_g}i_{gq} - \omega_g i_{gd} - \frac{v_{gq}}{L_g} + K_{gq}e_{gq} \right) \end{aligned} \quad (\text{IV.41})$$

Pour obtenir la stabilité grâce à cette fonction de Lyapunov, une valeur positive doit être sélectionnée pour les gains K_{gd} et K_{gq} , et la fonction dérivée doit être négative. Par conséquent, nous devons choisir les tensions de référence comme suit :

$$\begin{cases} v_{id}^* = R_g i_{gd} - \omega_g L_g i_{gq} - L_g K_{gd} e_{gd} + v_{gd} \\ v_{iq}^* = R_g i_{gq} + \omega_g L_g i_{gd} - L_g K_{gq} e_{gq} + v_{gq} \end{cases} \quad (\text{IV.42})$$

L'équation (IV.42) fournit le courant continu et en quadrature des références tel qu'exprimé par les relations suivantes :

$$i_{gq}^* = -\frac{2Q_g^*}{3v_{gq}} \quad (\text{IV.43})$$

Le courant i_{gq}^* peut être obtenu à partir de la relation suivante :

Si la puissance réactive de référence est forcée à zéro Q_g^* , le système fonctionnera avec un facteur de puissance unitaire. Le calcul du courant de référence continu i_{gd}^* est obtenu par la régulation de la tension du bus continu. La tension du circuit intermédiaire est régulée à la

valeur de référence v_{dc}^* , et si les pertes du convertisseur sont négligées, la puissance active transférée sera définie comme suit :

$$P_g = \frac{3}{2} (v_{gd} i_{gd}) = v_{dc} i_{dc} \tag{IV.44}$$

Ainsi, le courant i_{gd}^* est obtenu à partir de (Équation (IV.44)) :

$$i_{gd}^* = \frac{2P_g^*}{3v_{gd}} \tag{IV.45}$$

La structure de contrôle par backstepping pour le convertisseur côté réseau et le contrôle de la tension du circuit intermédiaire est illustrée sur la figure (IV.14). Pour contrôler la tension du bus continu, un régulateur doit être mis en place pour maintenir cette tension constante quel que soit le débit de courant sur le condensateur. L'équation du bus continu peut s'écrire comme suit :

$$P_c = cv_c \frac{dv_c}{dt} = P_g - P_r \tag{IV.46}$$

Pour contrôler la tension continue, nous contrôlons le P_c dans le condensateur en ajustant la puissance P_g à l'aide d'un contrôleur PI conventionnel. Le schéma fonctionnel du système simplifié à contrôler est présenté à la figure (IV.14) :

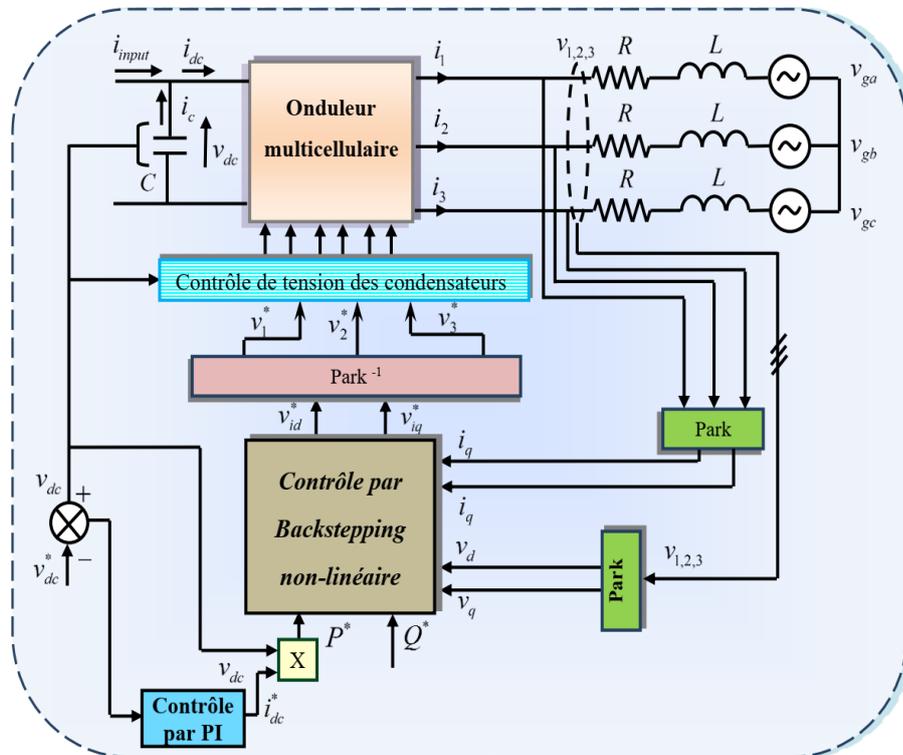


Fig. IV.14 Schéma fonctionnel du contrôle par backstepping non linéaire du courant pour la puissance active et réactive

10 Algorithme de gestion d'énergie appliqué

Le conduite d'un système de production hybride est basée sur l'algorithme de gestion l'énergie renouvelable produite et stockée dans des batteries pour assurer une consommation électrique optimale avec un rendement maximal. Les niveaux de puissance du système de stockage et les flux des énergies renouvelables produites sont les conditions admissibles de l'exécution de l'algorithme de gestion d'énergie[76, 115].

La figure (IV.15) montre l'organigramme du système de gestion d'énergie proposé dans cette étude.

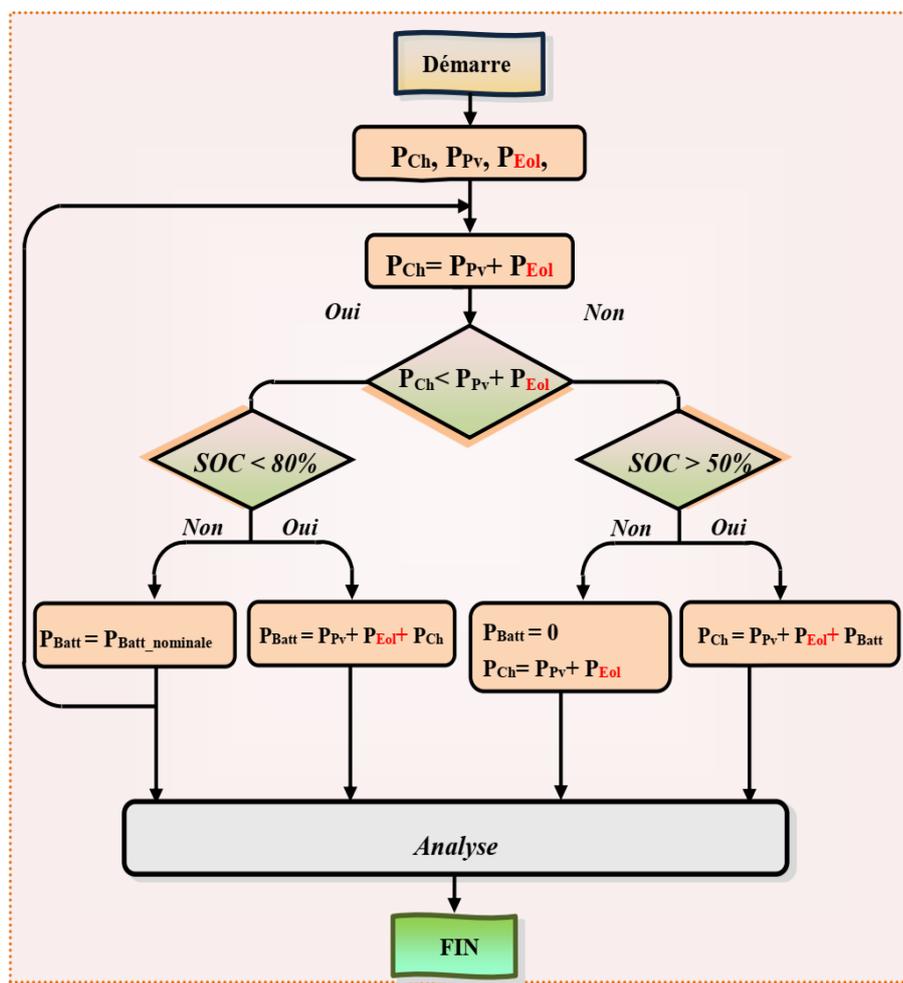


Fig. IV.15 Organigramme de gestion optimale d'énergie

L'algorithme utilisé prend en compte les éléments suivants :

- Premier point : définir les différentes puissances disponibles dans ce système,
- Deuxième point : si la puissance demandée est inférieure à celle livrée, dans ce cas, la puissance excédentaire sera stockée dans la batterie,

— Troisième point : si la puissance demandée est supérieure à celle générée, on distingue les deux cas suivants :

a) Le système d'accumulateurs est activé si l'état SOC de charge de la batterie est inférieure à 50%,

b) Dans le cas contraire, c'est-à-dire l'état de charge de SOC de la batterie est supérieur à 80%, la batterie cesse de fonctionner qui force le délestage.

11 Résultats de simulation et interprétation

Pour vérifier la performance de notre système et l'efficacité de la commande par mode glissant par rapport au contrôleur PI classique, le système est soumis à des simulations en fonctionnement permanent et en fonctionnement de défaut côté réseau.

Les simulations effectuées pour vérifier la validité du schéma proposé ont utilisé la commande par mode glissant pour contrôler la tension continue de l'onduleur multicellulaire à cinq niveaux connecté au système multi-sources (PV-éolienne-batterie) intégré à une charge alternative et au réseau public voir la figure (IV.16). Pour vérifier l'efficacité et la robustesse du contrôleur proposé, la simulation est réalisée sous Matlab/Simulink à l'aide de modèles SimPowerSystems. Les paramètres du système proposés sont répertoriés dans les tableaux A.1, A.2 et A.3 dans l'annexe A.

La quantité d'énergie générée/fournie par le générateur photovoltaïque dépend du rayonnement solaire variable $G = [600, 1000, 800]W/m^2$ au temps $t = [0, 2, 3, 5, 8]s$ respectivement et de la température $T = 293K$. Le système proposé fonctionne selon six modes de fonctionnement possibles en fonction de la charge variable. Les performances du système pour cette situation sont illustrées sur les figures (IV.16) à (IV.40).

La courbe (IV.17) illustre la tension du circuit intermédiaire. Les figures (IV.18) et (IV.19), montrent la répartition de l'énergie (charge, PV, vent et batterie). Le courant, la tension et le SOC sont indiqués sur la figure (IV.20), tandis que, courants et tensions de l'éolienne ainsi que courants, tensions et irradiation pour PV sont schématisés sur (IV.21) et (IV.22) respectivement.

Initialement, entre $t = 0 s$ et $t = 0,2 s$, la charge varie de $0 kW$ à $7 kW$. Le réseau peut fournir de l'énergie à la charge et le système PV alimente la batterie. A $t = 1 s$, le réseau est déconnecté et la charge qui est toujours fixée à $7kW$ est alimentée simultanément par le

système PV et la batterie.

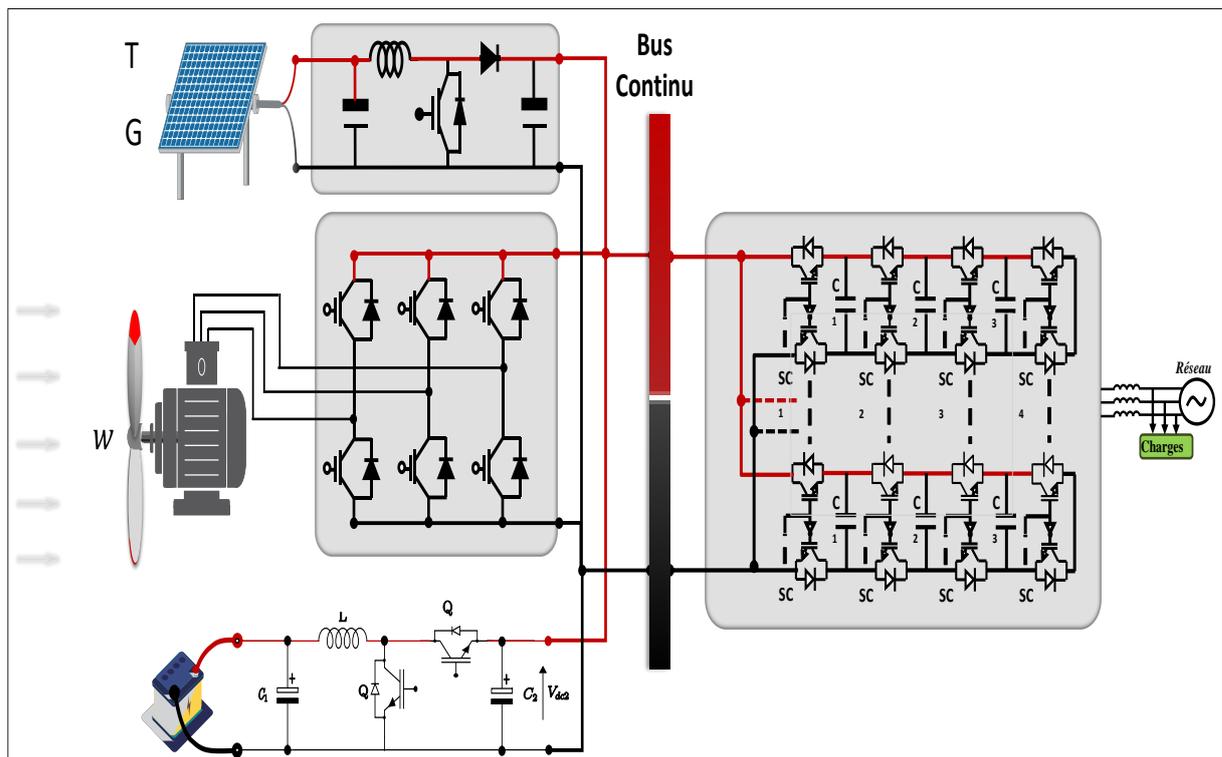


Fig. IV.16 Le système hybride de production d'énergie renouvelable avec stockage

On remarque à $t = 2 \text{ s}$, la batterie commence à se décharger, le générateur PV réagit pour faire la compensation. Ensuite, la charge est augmentée de 7 kW à 10 kW entre $t = 3 \text{ s}$ et 4 s .

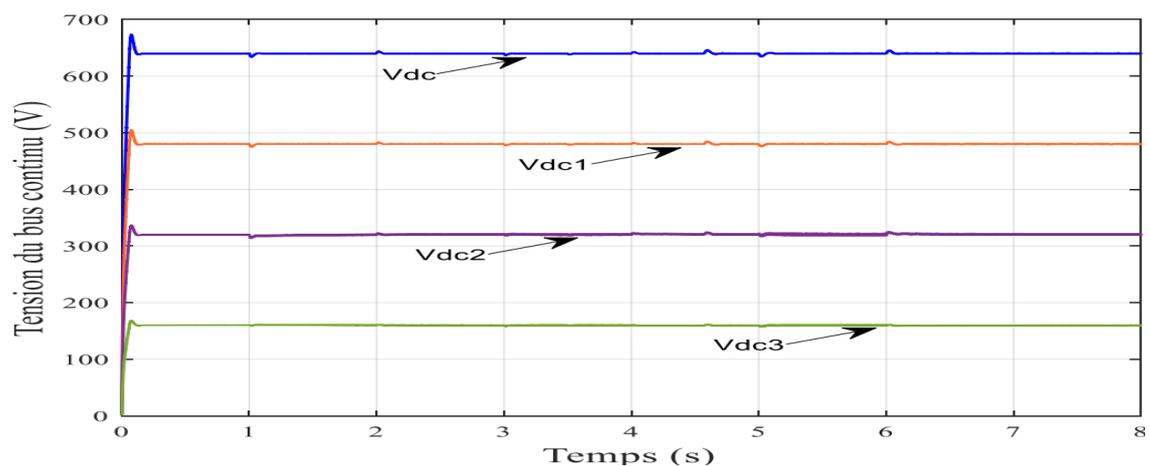


Fig. IV.17 Tension continue du circuit intermédiaire

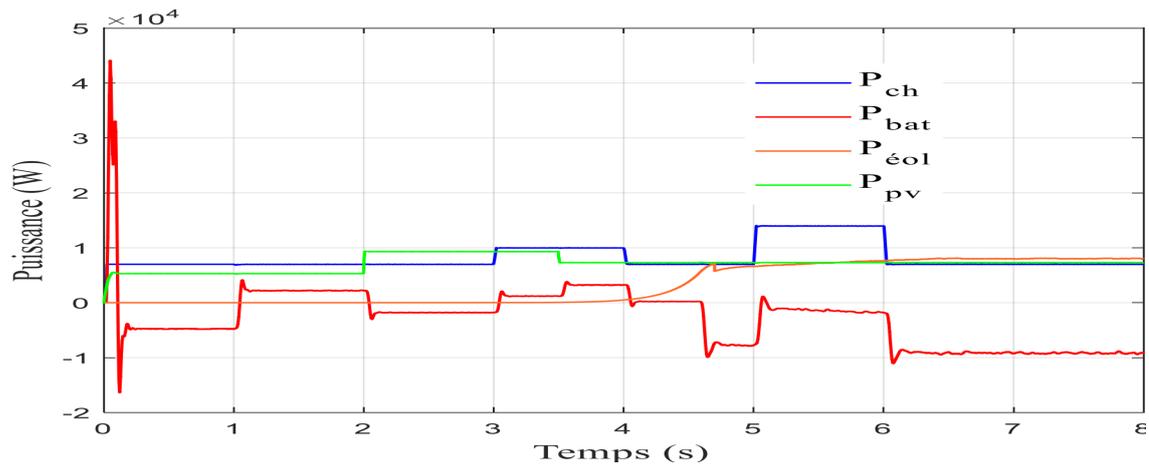


Fig. IV.18 Production d'électricité du système hybride sur le réseau sous un profil de demande de charge alternative variable

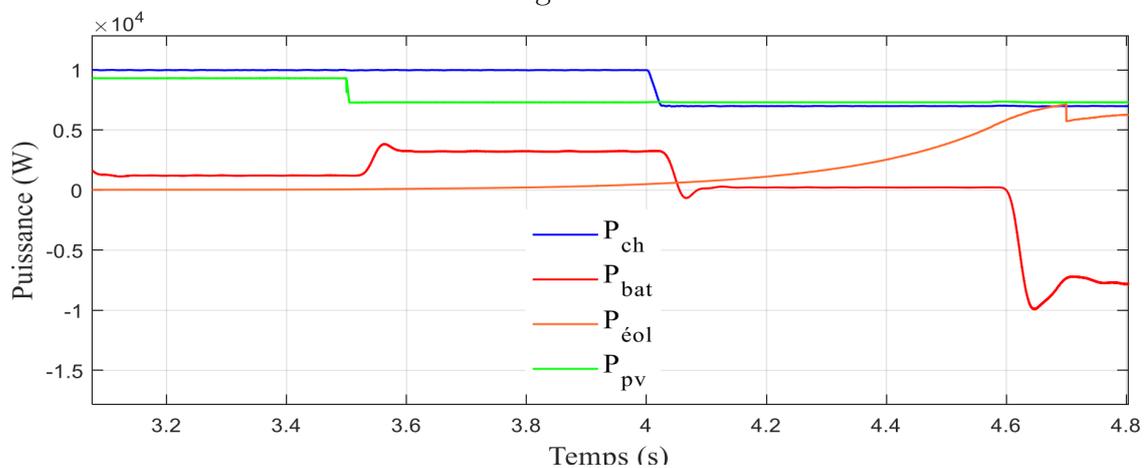


Fig. IV.19 Zoom des puissances actives produites et demandée

Comme les résultats le montre, avec cette variation, le générateur PV fournit de l'énergie qui baisse après $t = 3,5 \text{ s}$. Cependant, c'est la batterie qui passe à la compensation progressive qui correspond à satisfaire la nouvelle puissance appelée. Entre $t = 4 \text{ s}$ et $t = 4,6 \text{ s}$, la demande diminue jusqu'à la valeur de 7 kW , dans cet intervalle, le générateur PV assure toujours l'énergie demandée. Dans la zone de $t = 4,6 \text{ s}$ jusqu'à $t = 5 \text{ s}$, on remarque que la batterie est rechargée encore une fois mais cette fois-ci par le générateur éolien. Entre $t = 5 \text{ s}$ et 6 s , les trois sources interviennent pour garantir la charge demandée qui a passée d'une valeur de 7 kW à 14 kW .

Enfin, entre $t = 6 \text{ s}$ et $t = 8 \text{ s}$, la charge varie de 14 kW à 7 kW . L'éolienne fournit également de l'énergie à la charge pour assurer la stabilité entre la puissance générée par le système de stockage PV/batterie et la demande de charge.

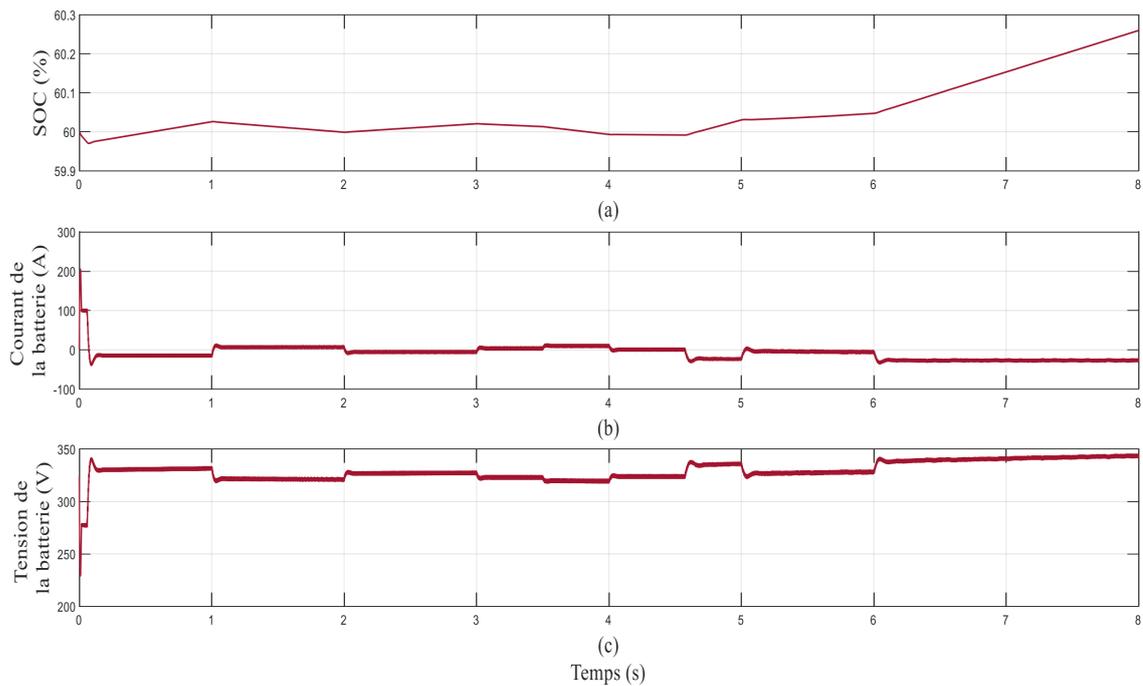


Fig. IV.20 État de charge global (SOC), tension et courant de la batterie

Dans cette étude, comme mentionné précédemment, le stockage par batterie a deux rôles essentiels dans le système multi-sources. Le premier est de fournir de l'énergie à la charge pour assurer la stabilité entre la demande et la production tandis que le second est d'assurer la stabilité de la tension contre la chute de tension du bus continu. À partir de ces résultats, on peut conclure que l'algorithme de gestion de l'énergie est capable d'obtenir un bon contrôle et un bon équilibre entre la puissance requise par la charge et la génération du système multi-sources dans les conditions de fonctionnement simulées.

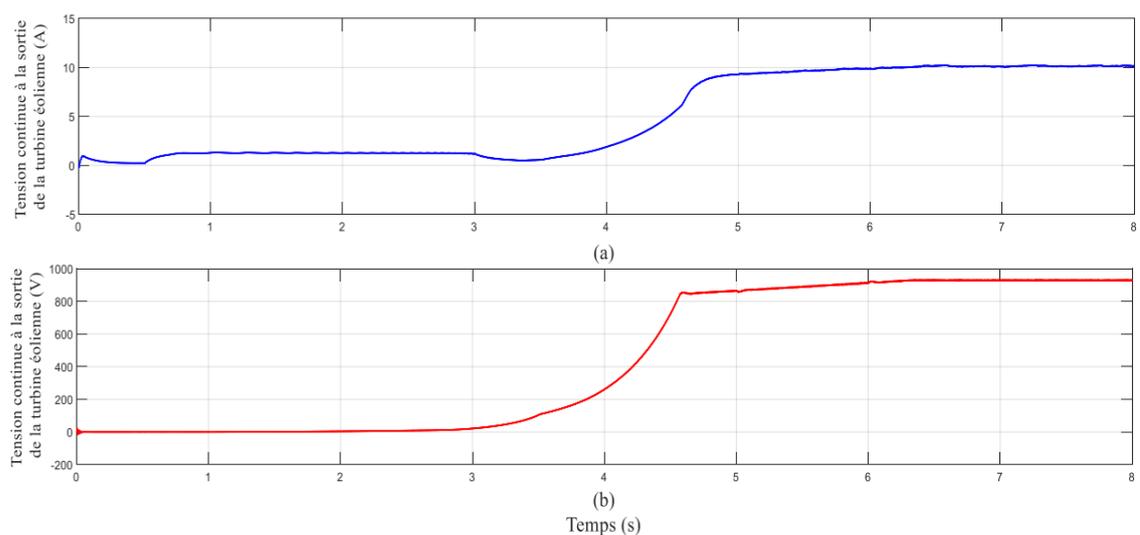


Fig. IV.21 Courant et tension à la sortie du générateur éolien

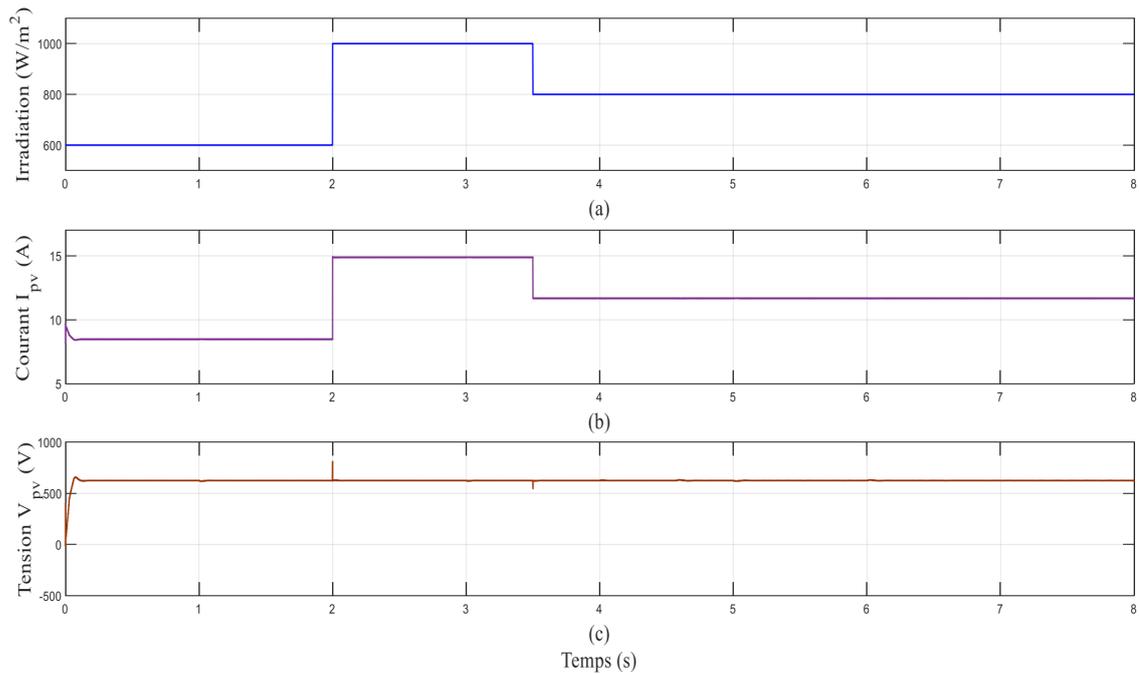


Fig. IV.22 Irradiation, tension et courant du système PV

Les figures (IV.23) et (IV.26) montrent respectivement le courant et la tension de la charge avec leur zoom, elles sont purement sinusoïdales.

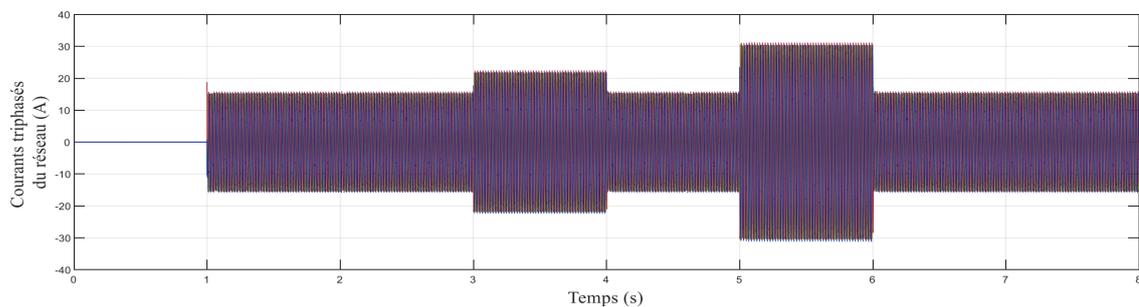


Fig. IV.23 Courants triphasés à la sortie de l'onduleur

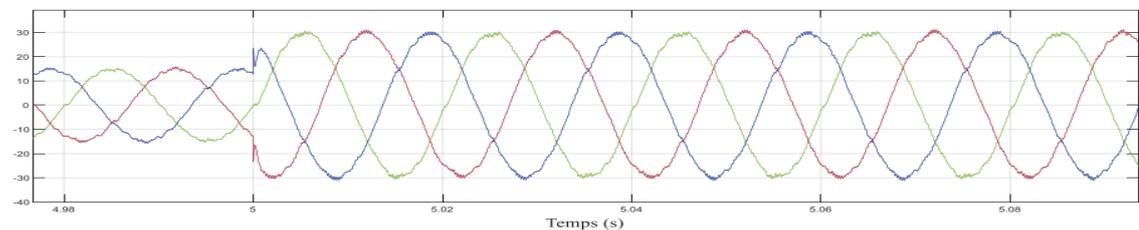


Fig. IV.24 Zoom des courants triphasés à la sortie de l'onduleur ($t = 4.95 \text{ s}$ à 5.10 s)

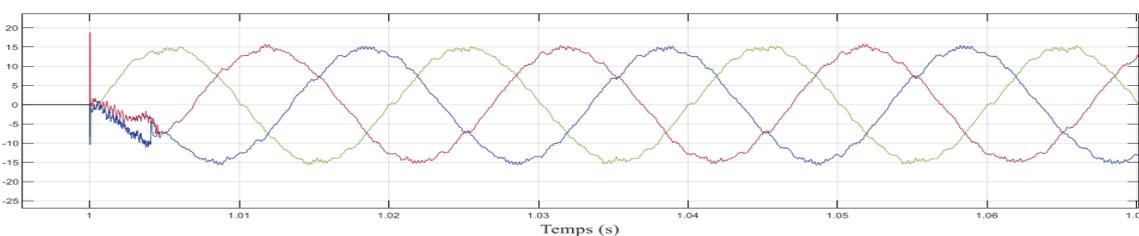


Fig. IV.25 Zoom des courants triphasés à la sortie de l'onduleur ($t = 0.99$ à 1.07 s)

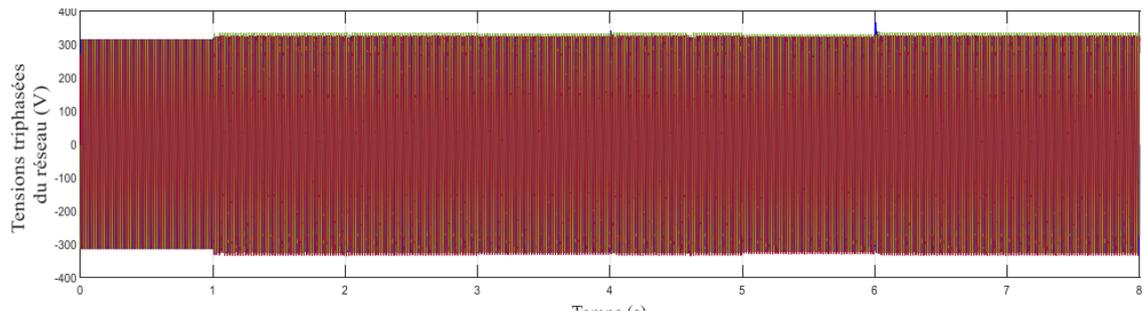


Fig. IV.26 Tensions triphasées à la sortie de l'onduleur

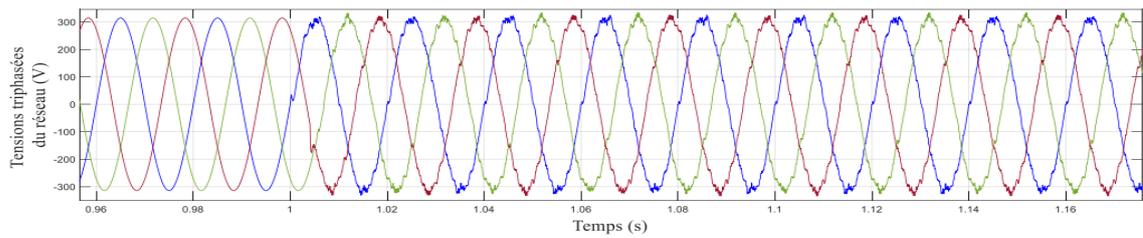


Fig. IV.27 Agrandissement des tensions triphasées à la sortie de l'onduleur ($t = 0.96$ s à 1.18 s)

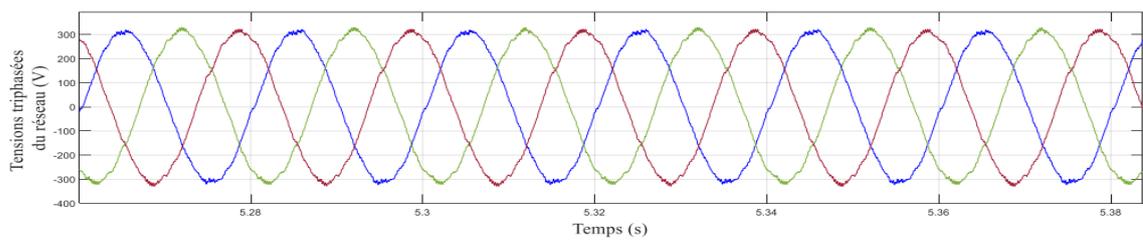


Fig. IV.28 Agrandissement des tensions triphasées à la sortie de l'onduleur ($t=5.26$ s à 5.39 s)

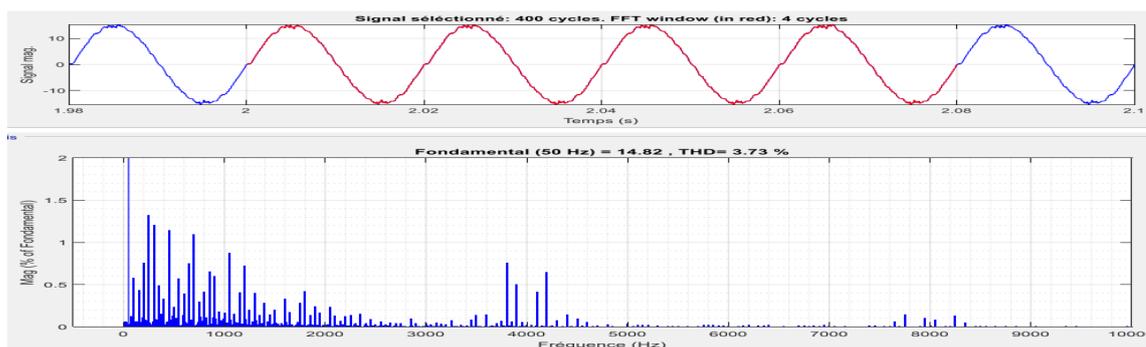


Fig. IV.29 Analyse spectrale du courant de la phase A

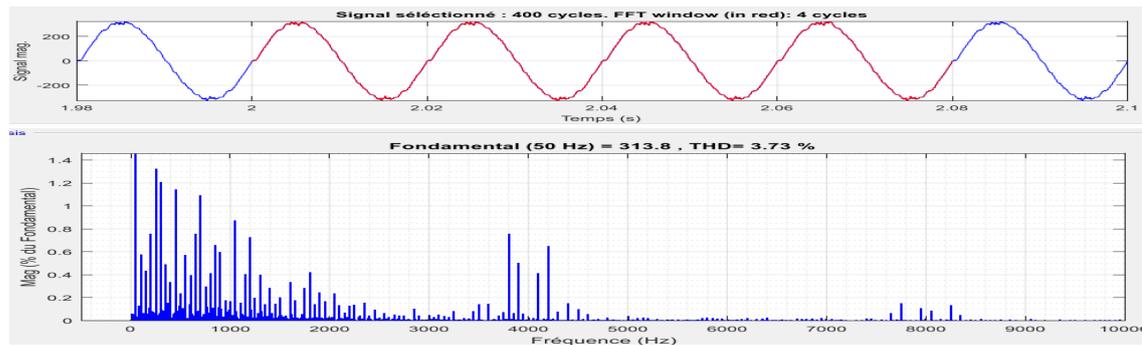


Fig. IV.30 Analyse spectrale de la tension de la phase A

11.1 Comparaison entre la commande classique PI et la commande non linéaire MG

La comparaison des performances du système hybride doté de convertisseurs avancés utilisant successivement un réglage classique et un réglage non linéaire est effectuée. L'objectif principal étant donné est de réaliser des simulations dans le cas du générateur hybride, fonctionnant en cascade avec le réseau électrique par l'emploi des deux réglages classique et avancé, cette comparaison permet de déceler les différences et de se prononcer sur l'utilité de de l'emploi de la commande avancée. Les figures (IV.31,IV.33) représentent les réponses du tension et courant de la phase A contrôlé par PI-CMG respectivement. Les figures(IV.35,IV.36, IV.38 et IV.39) montrent les réponses de la tension de la batterie ainsi que les puissances de cette dernière avec celles des sources : générateur photovoltaïque et de générateur éolien respectivement. La figure (IV.37) présente le comportement de la tension V_{DC} avec un réglage classique et avancé. Nous pouvons observer des oscillations sur la tension obtenue par le régulateur PI contrairement au signal obtenu par le réglage par mode glissant. D'après les résultats obtenus par les deux types de contrôles classique et avancé, il apparait clairement que les courbes obtenues par le réglage avancé sont de très bonnes qualités. De même, la tension et le courant de la batterie poursuivent aussi leurs références optimales ce qui se traduit par le maintien permanent du fonctionnement de notre élément de stockage en mode charge et de décharge pour le réglage par la technique à mode glissant proposée.

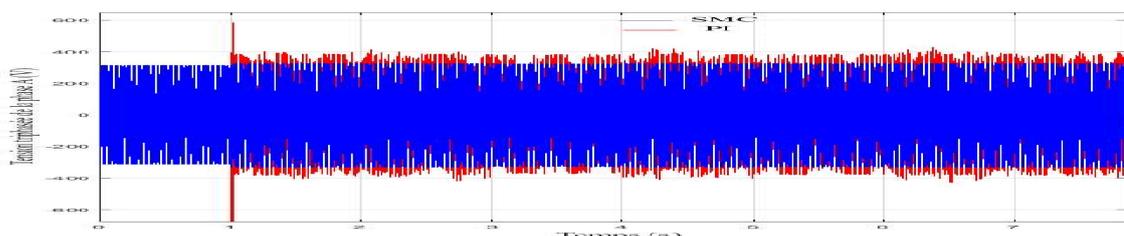


Fig. IV.31 Tensions triphasé de phase A contrôlé par PI-CMG

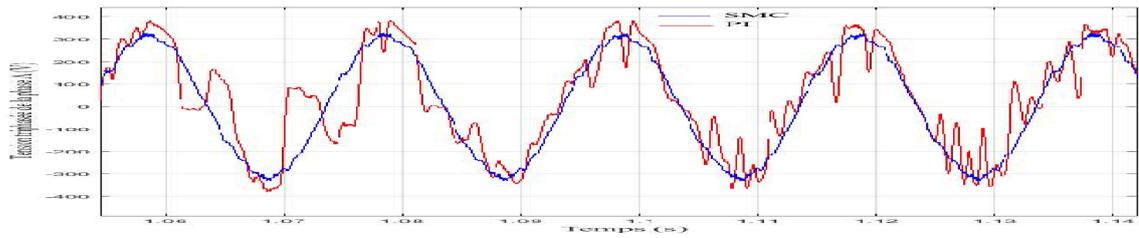


Fig. IV.32 Zoom de Tensions triphasé de phase A contrôlé par PI-CMG ($t = 1.05$ à $1.14s$)

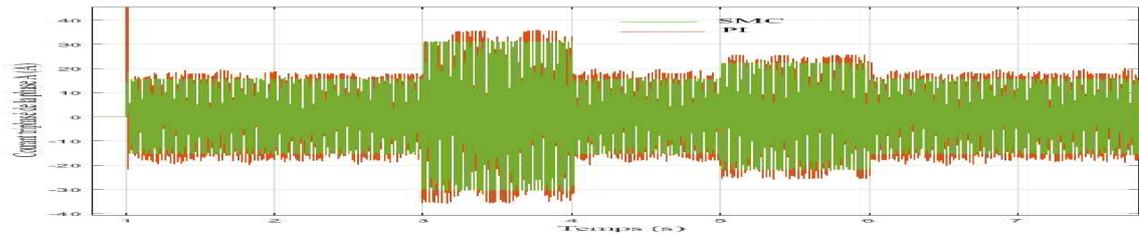


Fig. IV.33 Courant triphasé de phase A contrôlé par PI-CMG

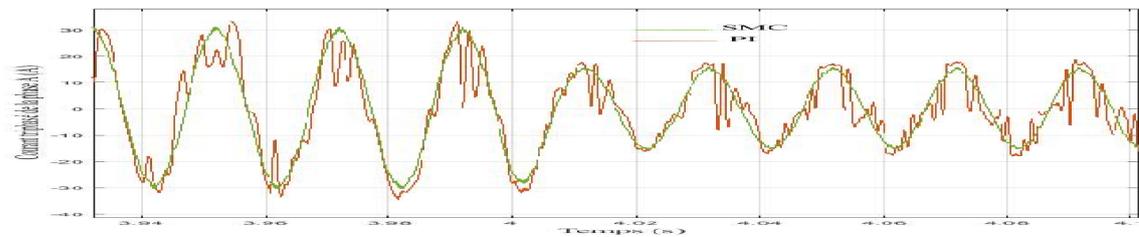


Fig. IV.34 Zoom de courants triphasés de phase A contrôlé par PI-CMG ($t=3.93$ s à 4.0 s)

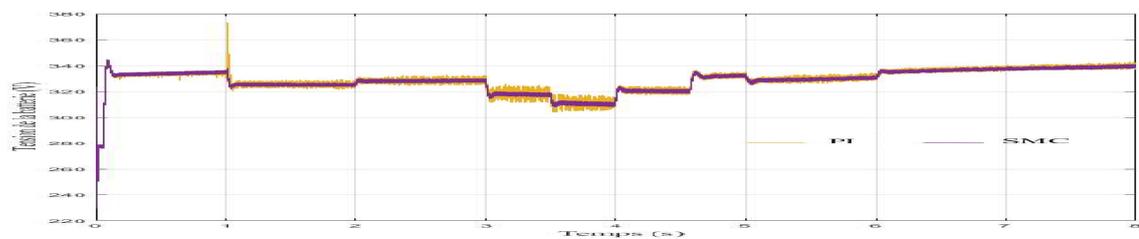


Fig. IV.35 Tension de la batterie

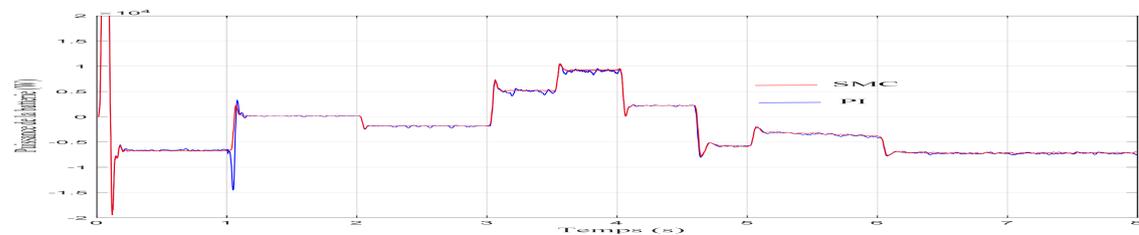


Fig. IV.36 Puissance de batterie

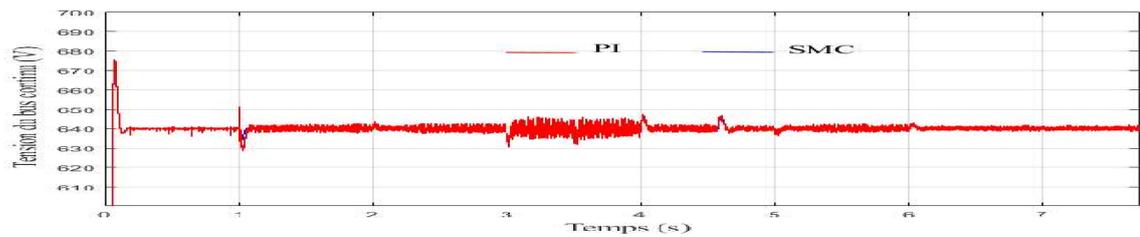


Fig. IV.37 Tension de bus continu

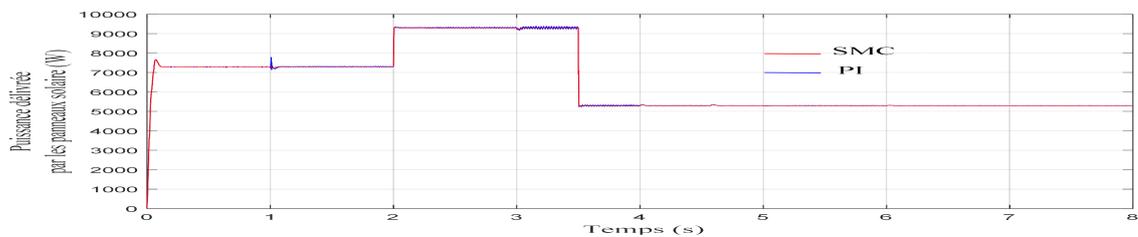


Fig. IV.38 Puissance de PV

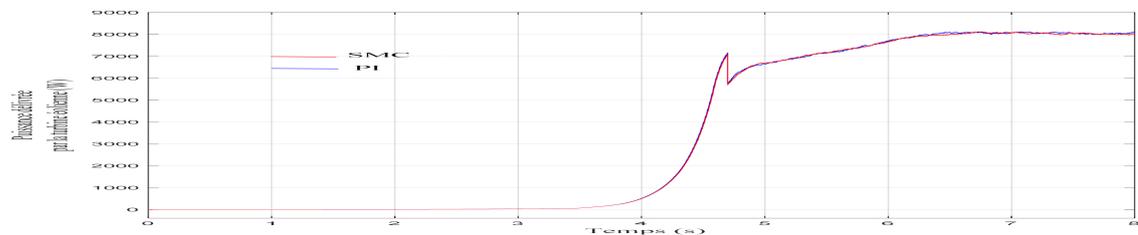


Fig. IV.39 Puissance de générateur d'éolienne

12 Étude de défaut dans un système hybride raccordé au réseau

Le fonctionnement anormal pour un réseau électrique est peut être la conséquence d'un défaut au niveau de l'une de ses parties. Plusieurs scénarios se présentent : deux conducteurs de phase qui sont connectés entre eux, un conducteur cassé ou même accidentellement la connection/mise à la terre d'une partie sous tension. Ces défauts peuvent être l'œuvre des conditions météorologiques, à citer comme exemple la foudre d'un orage électrique, pour la plupart des cas, il s'agira d'un éclatement de l'isolant et un flux de courant de défaut excessif.

l'équipement de protection agit rapidement pour isoler le défaut dans le cas d'un court-circuit qui se produit. Ceci est engendré car les générateurs synchrones apportent le courant directement à ce défaut. Dans ces circonstances où le courant de défaut n'est pas isolé, la protection du réseau électrique fait le nécessaire et elle éteint les générateurs par la suite, l'équilibre sera donc perdu entre les différentes charges du système et la production d'électricité (réseau électrique devient instable). Le réseau électrique est conçu de telle sorte que son

fonctionnement soit correct afin d'isoler les défauts quelque soit leurs natures [116]. l'inattendu pour une protection assignée à un réseau électrique est de voir un courant de défaut qui dépasse la limite des disjoncteurs, le résultat est probablement dramatique, des dommages permanents et même l'incendie pourront toucher des parties importantes de l'infrastructure du réseau.

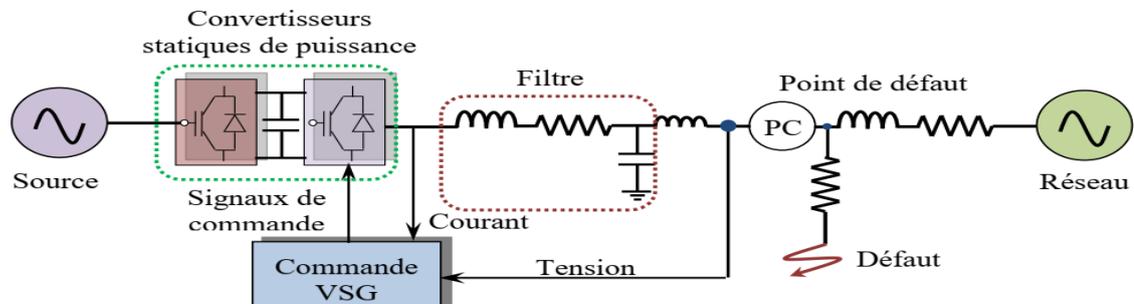


Fig. IV.40 Simulation de la chaîne de conversion hybride en présence d'un défaut

12.1 Simulation de la chaîne de production hybride en présence d'un défaut

Un autre test de performance du SHE se présente en plus de la contrainte de la charge triphasée variable, il s'agit de l'application d'un défaut triphasé d'une durée de 0.1sec.

La présentation du système est illustrée sur le schéma de la figure IV.40, et les paramètres correspondants au fonctionnement du système sont répertoriés dans le tableau de l'annexe.

Dans les dernières décennies, une centrale de production hybride ou autre, prend en considération la protection de ses éléments [117]. Elle a pour but d'éviter la détérioration des alternateurs ou transformateurs en cas de fonctionnement dans de mauvaises conditions, engendrées par des défaillances internes, telles que les défauts d'isolement ou panne de régulation [118, 119, 120]. Pour un matériel qui est fabriqué, conçu, installé, entretenu et exploité, De telles défaillances sont rares.

La présence d'un défaut sur un site peut compromettre le fonctionnement de notre système d'énergie, il peut affecter la qualité de l'alimentation des charges dans d'autres sites.

L'objectif principal de l'application du défaut est de voir le comportement de la nouvelle structure du convertisseur statique employé ainsi que sa commande appropriée vis à vis à ce défaut.

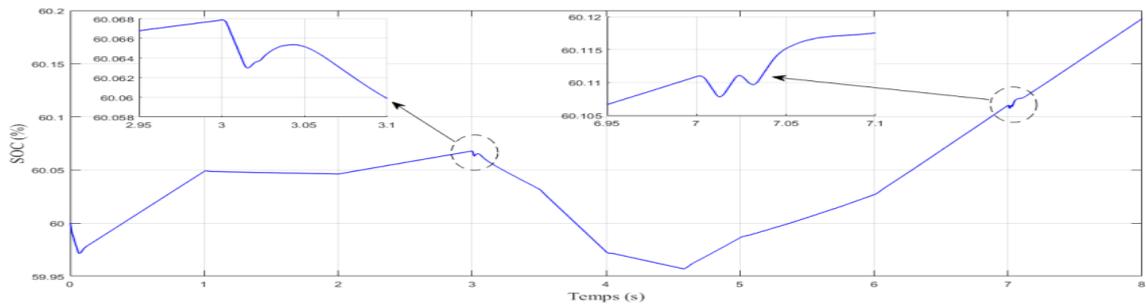


Fig. IV.41 Allure du SOC de la batterie avec zoom en présence de défauts

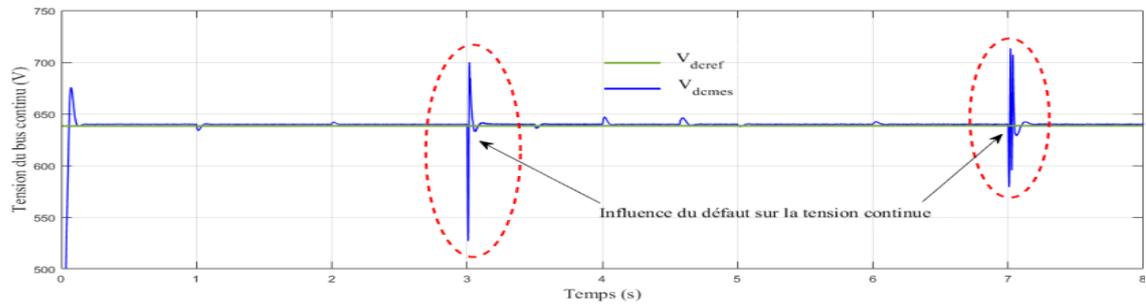


Fig. IV.42 Tension du circuit intermédiaire en présence de défauts

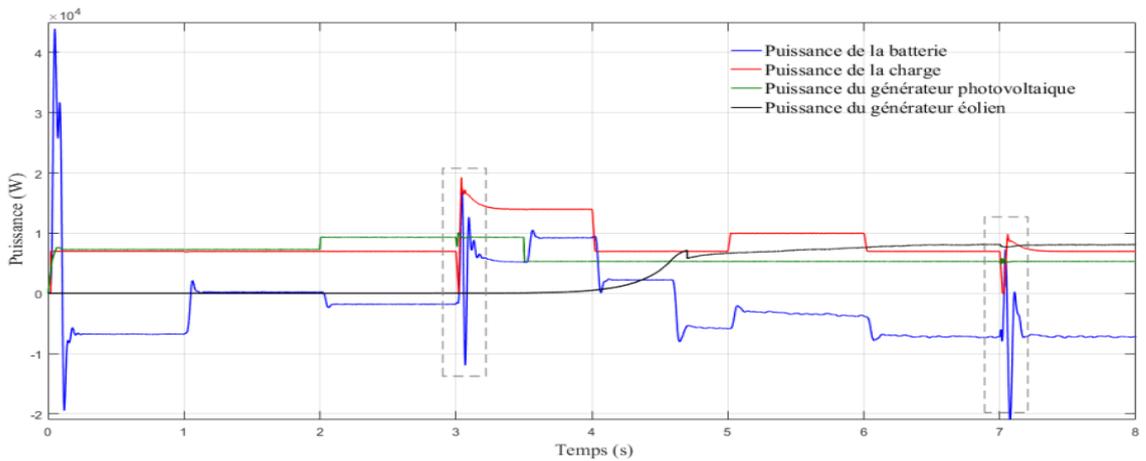


Fig. IV.43 Évolution des puissances actives générées et consommée en présence de défauts

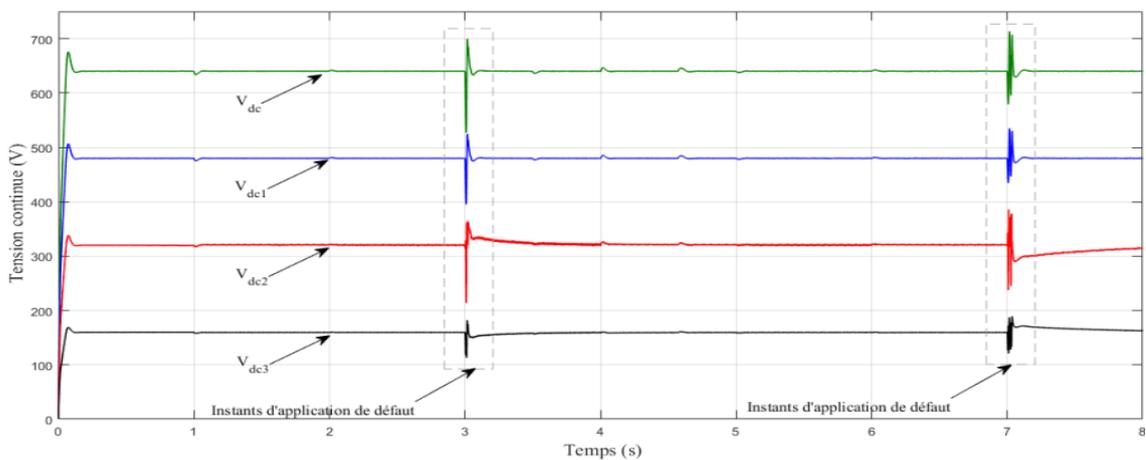


Fig. IV.44 Tension du bus continue en présence des défauts

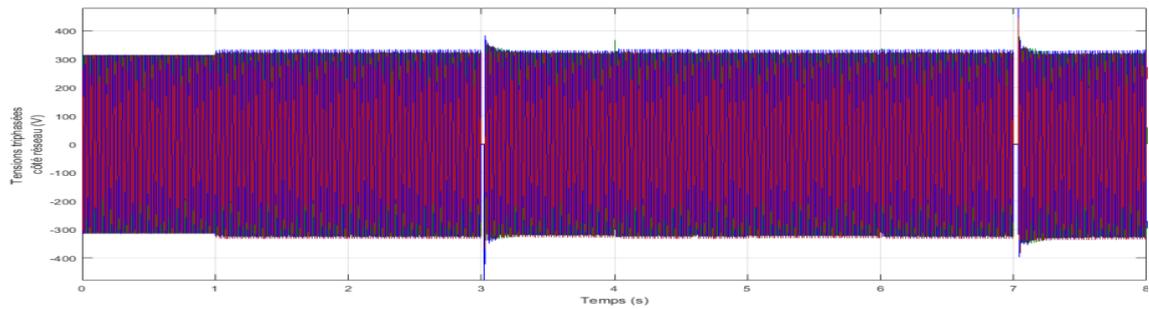


Fig. IV.45 Tensions triphasées côté réseau en présence des défauts

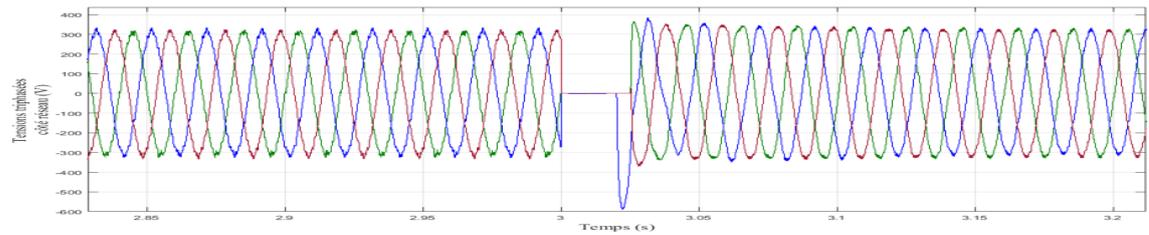


Fig. IV.46 Agrandissement des tensions triphasées côté réseau en présence des défauts ($t = 3 \text{ s}$)

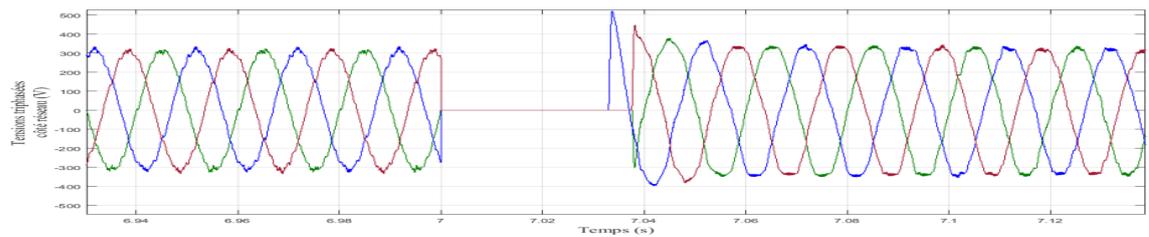


Fig. IV.47 Agrandissement des tensions triphasées côté réseau en présence des défauts ($t = 7 \text{ s}$)

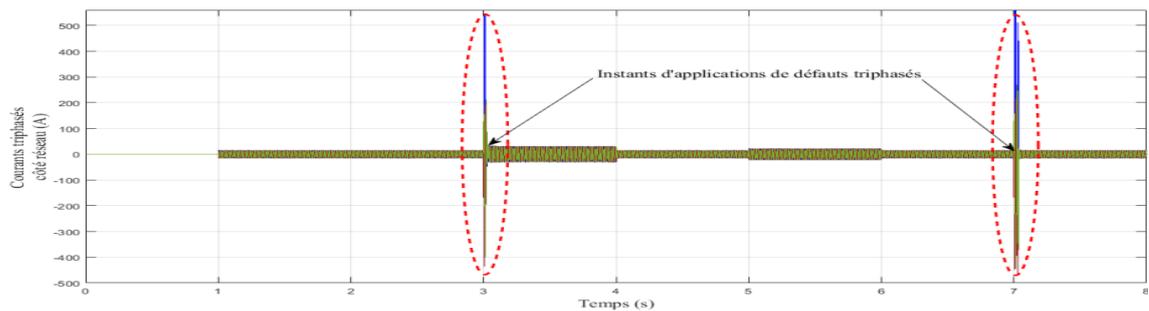


Fig. IV.48 Courants triphasés côté réseau en présence des défauts

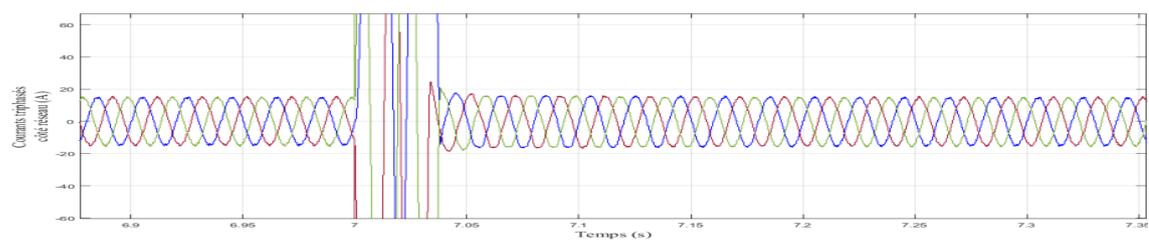


Fig. IV.49 Agrandissement des courants triphasés côté réseau en présence des défauts ($t = 3 \text{ s}$)

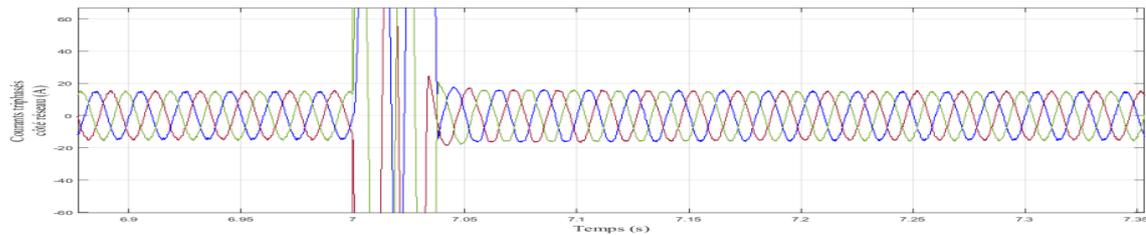


Fig. IV.50 Agrandissement des courants triphasés côté réseau en présence des défauts ($t = 7 \text{ s}$)

La tension triphasée au point de raccordement à la charge, le courant triphasé, les formes d'onde de la tension du circuit intermédiaire, le SOC et les puissances sont présentées dans les figures 4.41 à 4.50. Comme on l'observe, le courant augmente immédiatement jusqu'à des valeurs excessives en cas de chute de tension au niveau du PCC. En outre, lorsque l'amplitude de la tension est récupérée, le courant transitoire passe à un niveau négatif (courant inverse) et des perturbations apparaissent sur la tension du bus continu. Les figures 4.46, 4.47 et 4.49, 4.50 montrent de près les grandeurs triphasées des courants et des tensions. Ces grandeurs sont influencées par le défaut, on constate que notre convertisseur multicellulaire ainsi que sa commande ont pu résister pendant la présence du défaut et la situation a été rétablie après la disparition de ce défaut. Sur la figure qui représente le bilan de puissance de notre système, on remarque clairement l'impact du défaut sur les puissances, notamment sur la puissance de la batterie. La figure 4.43 montre un pic orienté dans le sens négatif de la puissance de la batterie pendant l'application du défaut, ce pic correspond à une charge de la batterie. Une fois le défaut est éliminé, la batterie commence à se décharger dans le but de contribuer à la réhabilitation de la situation. La figure 4.41 affiche l'état de charge de la batterie, on remarque des perturbations sur cette courbe aux deux instants de l'application du défaut. Pour atténuer les pannes possibles, le contrôle proposé d'amplitude de tension et le contrôle de la puissance de sortie est rajouté pour limiter la surintensité du courant et l'affaïssement de la tension.

13 Conclusion

Dans ce chapitre, un système hybride éolien/PV qui est caractérisé par une nouvelle conversion de puissance raccordé au réseau est analysé à travers un réglage avancé dans le but d'avoir un meilleur contrôle du réseau et de la charge alternative imposée, tout en injectant la puissance active requise du système. La conception d'un contrôleur non linéaire de type

mode glissant est utilisée pour améliorer les performances de l'ensemble du système sous perturbation externe possible. L'approche proposée ou utilisée dans la chaîne de conversion par rapport à la technique de réglage classique donne une valeur de THD minimale et de légères ondulations de puissance. Les résultats obtenus par le contrôle par MG confirment qu'ils sont meilleurs p/r à ceux réalisés par le contrôle classique par PI. En plus, l'application d'un défaut triphasé simultanément à la contrainte de la charge variable prouve la robustesse de la commande par MG associée à notre convertisseur multicellulaire et assure par la suite la stabilité du système hybride choisi.

Conclusion générale

A l'issu de ce travail de recherche, une structure originale du convertisseur statique pour la chaîne de conversion hybride PV/ éolienne, a été proposée et explorée. La principale contribution de ces recherches se situe au niveau de la partie modélisation des nouvelles structures des convertisseurs statiques d'électronique de puissance dont la particularité est l'adoption d'un nouveau modèle de chaîne de conversion d'énergie hybride PV/éolienne. Le rôle de ces convertisseurs est le conditionnement des niveaux et des formes d'ondes des tensions et courants des sources (PV/turbine éolienne) à ceux du bus continu pour lequel sont raccordés le réseau électrique et la charge résidentielle.

Ces architectures de convertisseur répondent à un double objectif : l'amélioration du rendement énergétique et de la fiabilité de la chaîne de conversion hybride. Son étude détaillée a mis en exergue l'existence de plusieurs modes de fonctionnement à l'aide d'un programme de simulation de l'ensemble du système, développé sous le logiciel MATLAB/SIMULINK. Au sein de ce programme, tous les composants du système ont été modélisés pour atteindre un niveau de précision suffisant. Les résultats obtenus mettent en évidence les fonctionnalités attendues des convertisseurs et valide sa faisabilité pratique. Les conclusions des travaux de recherche rapportés dans cette thèse sont résumées comme suit.

1. Les systèmes énergétiques alternatifs respectueux de l'environnement et durables joueront des rôles plus importants dans l'approvisionnement futur en électricité.
2. Des modèles dynamiques ont été développés pour les éléments suivants : systèmes de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable, systèmes de production d'énergie photovoltaïque, dispositifs d'interconnexion de l'électronique de puissance, bancs de batteries et accessoires. Ces modèles dynamiques conviennent à la fois aux transitoires rapides et détaillés. études d'évaluation des performances à grande échelle. Ils peuvent être utilisés pour accélérer le processus de recherche dans les domaines liés aux énergies alternatives, tels que le contrôle et la performance des systèmes d'études d'optimisation.

3. Le contrôle des systèmes hybride connectés au réseau via des convertisseurs statiques est étudié. Les conceptions de contrôleur pour le convertisseur DC/DC et l'onduleur triphasé sont données en utilisant en particulier les modèles pour les convertisseurs/onduleurs multicellulaires. Un courant à deux boucles transformé par dq Le schéma de contrôle est utilisé sur l'onduleur pour contrôler la puissance réelle et réactive délivrée du système PV/éolien au réseau électrique. La validité des schémas de contrôle proposés sur une large plage de fonctionnement a été vérifiée par des simulations sur des modèles de circuits non linéaires assurant la commutation du convertisseur/onduleur multicellulaire. Les résultats de simulation des études de cas montrent que la réalité et la puissance active fournie par le système hybride au réseau électrique peut être contrôlée comme souhaitée tandis que la tension du bus continu est maintenue bien dans sa plage prescrite. Les résultats montrent également que le système hybride est capable de suivre la charge et peut rester stable en cas de défauts électriques graves. On remarque qu'une boucle à deux schémas de contrôle de l'onduleur présente un avantage par rapport à un schéma de contrôle de la tension uniquement pour l'onduleur sur la protection contre les pannes et la stabilité du système.
4. La stratégie de contrôle consiste en un courant contrôleur pour le convertisseur DC/DC et un contrôleur de charge/décharge de batterie pour garder la tension de la batterie dans une plage souhaitée. Ces études montrent que le courant du générateur photovoltaïque et éolien peut être contrôlé comme souhaité et la tension de la batterie peut être maintenue dans la plage prescrite.
5. Un système hybride éolien/PV/batterie est proposé dans cette thèse. Vent et PV sont les principales sources d'alimentation du système, et la combinaison de la batterie est utilisé comme unité de sauvegarde et de stockage à long terme. Les différentes sources d'énergie du système sont intégrées via un bus de liaison continu. Le système peut être utilisé comme système de banc d'essai pour d'autres études connexes sur les systèmes énergétiques alternatifs hybrides.
6. Sur la base des modèles de composants dynamiques, un modèle de simulation pour le système d'énergie hybride éolien/PV/batterie a été développé avec succès en utilisant MATLAB/Simulink. La stratégie globale de gestion de l'alimentation pour coordonner le flux l'alimentation entre les différentes sources d'énergie est présentée dans la thèse. Simulation des études ont été menées pour vérifier les performances du système dans

différents scénarios en utilisant un profil de charge théorique et des données météorologiques fictives. Les résultats montrent que la puissance globale de la stratégie de gestion est efficace proportionnellement aux différentes sources d'énergie et la demande de charge est équilibrée avec succès.

En résumé, la thèse propose des nouvelles architectures des convertisseurs statiques. Des développements des stratégies de contrôle classique et non linéaire sont appliqués, l'ensemble contribue non seulement au développement technique et commande de l'intelligence artificielle, mais augmente aussi la sécurité et l'efficacité des systèmes de production, de transport et de la distribution de l'énergie électrique.

Les problématiques à venir liées aux choix des convertisseurs de puissance pour les systèmes de génération d'énergie hybride conduisent à réfléchir à l'optimisation de la gestion d'énergie afin de répondre aux exigences des usages et de l'environnement. Les industriels et les chercheurs dans le domaine de production d'énergie renouvelable ont besoin pour cela d'optimiser l'écoulement de puissance entre les sources et les réseaux électriques et les charges résidentielles. Les perspectives du travail de recherche de cette thèse sont larges. Elles peuvent viser à court terme l'étude du comportement de la chaîne de conversion hybride sur un banc d'essai expérimental (émulateur) en utilisant les convertisseurs de puissance avancés et leurs stratégies de commande intelligentes associées. A long terme, on peut envisager de valider les lois de commande sur site.

ANNEXES A

Paramètres des composants utilisés dans la partie de simulation

Les tableaux 1, 2 et 3 sus dessous présentent les différentes caractéristiques des PV et GSAP, Batterie & charge AC et convertisseur DC/DC & onduleur ,

Composantes	Valeurs de notation
Paramètres du génératrice PV	
Puissance nominale	600 <i>W</i>
Tension nominal	660 <i>V</i>
courant nominale	7.52 <i>A</i>
Tension en circuit ouvert	33.2 <i>V</i>
Courant de court-circuit	8.36 <i>A</i>
Paramètre du GSAP	
Puissance nominale	8.5 <i>kW</i>
Résistance de Stator	$R_s = 0.425\Omega$
Inductance stator	$L_s = 0.000395H$
Inductance mutuelle	$L_m = 1.354H$
Moment d'inertie	$J = 0.01197Kg.m^2$
Friction visqueuse	$f = 0.001189N.m/rad/sec$
fréquence	$f = 50Hz$

Tableau A.1 – Paramètres du PV et GSAP

Composantes	Valeurs de notation
Type de batterie	Nickel-hydrure métallique
Tension nominale	$V = 300V$
Capacité	$C_n = 6.5Ah$
Résistance interne	$R = 0.46154\Omega$
la puissance de charge 1, 2, 3, 4, 5	$7kW, 14kW, 7kW, 10kW, 7kW$

Tableau A.2 – Paramètres de la batterie et Charge CA

Composantes	Valeurs de notation
$C1 = C2 = C3$	$450\mu F$
Tension de Bus continue	$640V$
bobine de convertisseur	$5mH$
condensateur de Boost	$2.2mF$

Tableau A.3 – Paramètres du convertisseur DC / DC Boost et onduleur a cinq niveau

Bibliographie

- [1] Alexandre Adler. *Le nouveau rapport de la CIA : comment sera le monde en 2025*. Robert Laffont, 2020.
- [2] Piotr Tatjewski. *Advanced Control of Industrial Processes : Structures and Algorithms (Advances in Industrial Control)*. Springer, 2006.
- [3] Tony Weir John Twidell. *Renewable energy resources*. Elsevier, 2018.
- [4] Volker Quaschnig. *Understanding Renewable Energy Systems*. Earthscan Publications Ltd, 2018.
- [5] Imene Yahyaoui. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies : Volume 1 : Solar and Wind Energies*. Elsevier Science Ltd, 2018.
- [6] Tomas Hornik(auth.) Qing?Chang Zhong. *Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration*. Wiley-IEEE Press, 2015.
- [7] Maria Birol, Fatih et Argiri. Perspectives énergétiques mondiales jusqu'en 2020. *Énergie*, 24 :905–918.
- [8] X et Bienvenido-Bárcena F Tolón-Becerra, A et Lastra-Bravo. Proposition de répartition territoriale de l'objectif politique ue 2020 en matière d'énergies renouvelables. *Énergie renouvelable*, 36 :2067–2077.
- [9] Sekoura Ben Said and Wassila Idres. *Analyse financière comme outil d'évaluation de la performance de l'entreprise : cas de la Direction de distribution de l'Electricité et du Gaz de TIZI OUZOU (SONELGAZ)*. PhD thesis, Université Mouloud Mammeri, 2019.
- [10] Lynda Madani and Sadia Moumou. *L'importance des énergies renouvelables dans l'agriculture saharienne en Algérie*. PhD thesis, Université Mouloud Mammeri, 2020.
- [11] Abderrahmane Hamidat Mohamed Mammar. Stratégies et aspects économiques des systèmes à concentration solaires en algérie et en afrique du nord. In *ICRE'2012,15/16 avril 2012*, pages 1–6.
- [12] Ahmed Temouz, Abdelkader Mouedden, Hassan Dahbi, et al. *Etude d'évaluation du projet national Des centrales PV connectée au Réseau (PIAT) Adrar*. PhD thesis, UNIVERSITE AHMED DRAIA-ADRAR, 2021.
- [13] Wassila Iguergazix Dahmoun. Energies renouvelables : l'un des pivots du développement durable en algérie. *International Journal of Advanced Research on Planning and Sustainable Development*, 4(1) :46–68, 2021.
- [14] Saida Makhloufi. *Impact d'intégration des énergies renouvelables sur le réseau isolé d'Adrar*. PhD thesis, Alger, Ecole Nationale Polytechnique, 2017.
- [15] Amira Kasem. Exploring the impact of renewable energy on climate change in the gcc countries. *International Journal of Energy Economics and Policy (IJEEP)*, 9(6) :124–130, 2019.
- [16] M Ghodbane and B Boumeddane. Numerical modeling of a parabolic trough solar collector at bouzaréah, algeria. *Int J Chem Pet Sci*, 4(2) :11–25, 2015.
- [17] Araceli Fernandez et McGlade Christophe et Remme Uwe et Wanner Brent et Varro Laszlo et D'Ambrosio Davide et Spencer Thomas Bouckaert, Stéphanie et Pales. Net zero d'ici 2050 : Une feuille de route pour le secteur énergétique mondial.

- [18] Mohamad et Abdulhay Bakri et Khaled Mahmoud Herez, Amal et Ramadan. Brève revue sur les systèmes d'énergie solaire. In *Actes de la conférence AIP*, volume 1758, page 030041.
- [19] Muhammad Shahzad et autres Nazir. Méthodes de prévision de la production éolienne et prolifération des réseaux de neurones artificiels : examen des tendances de recherche sur cinq ans. *Durabilité*, 12 :3778.
- [20] Constance Clement. *Investigation of Floating Offshore Wind Turbine Hydrodynamics with Computational Fluid Dynamics*. PhD thesis, Normandie, 2021.
- [21] Abdul Faiz, Asghar et Rehman. Systèmes hybrides d'énergies renouvelables : Hybridation et contrôle avancé. In *2015 Power Generation System and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, pages 1–5.
- [22] Maria del Mar Martínez Díaz. Systèmes d'énergies renouvelables hybrides autonomes (hres).
- [23] Sarat Kumar Sahoo. Les énergies renouvelables et durables passent en revue les progrès de l'énergie solaire photovoltaïque en inde : un examen. *Revue sur les énergies renouvelables et durables*, 59 :927–939.
- [24] Jamilu Ya'u Kyari, Ibrahim Baba et Muhammad. Systèmes hybrides d'énergie renouvelable pour l'électrification : un examen. *Revue scientifique des circuits, des systèmes et du traitement du signal*, 8 :32.
- [25] Bati Ernest Boya Bi, Prosper Gbaha, Kamenan Blaise Koua, and Magloire Paul Ekoun Koffi. Dimensionnement et gestion de l'énergie au sein d'un système hybride de production d'énergie.
- [26] *Energy for Sustainable Development : Demand, Supply, Conversion and Management*.
- [27] Aron et Janzou Steven DiOrio, Nicholas et Dobos. Études de cas d'analyse économique du stockage d'énergie par batterie avec sam. Technical report.
- [28] JF et Connors SR McGowan, JG et Manwell. Systèmes d'énergie éolienne/diesel : examen des options de conception et des développements récents. *Énergie solaire*, 41 :561–575.
- [29] Nasser et Batarseh Issa Bhattacharjee, Amit Kumar et Kutkut. Revue des convertisseurs multiports pour l'intégration de l'énergie solaire et du stockage d'énergie. *Transactions IEEE sur l'électronique de puissance*, 34 :1431–1445.
- [30] P Satish Kumar, RPS Chandrasena, V Ramu, GN Srinivas, and K Victor Sam Moses Babu. Energy management system for small scale hybrid wind solar battery based microgrid. *IEEE Access*, 8 :8336–8345, 2020.
- [31] Ali Mohamed Eltamaly Mohamed Abdelaziz Mohamed. *Modeling and Simulation of Smart Grid Integrated with Hybrid Renewable Energy Systems*. springer, 2018.
- [32] Hamou Nouri. Energy management analysis of a wind-diesel-battery hybrid power system. *Artificial Intelligence and Renewables Towards an Energy Transition*, 174 :26, 2021.
- [33] Hasan Mehrjerdi. Modeling and optimization of an island water-energy nexus powered by a hybrid solar-wind renewable system. *Energy*, 197 :117217, 2020.
- [34] R Al-Rashed, T Faza, and O Ayadi. Potential of using off-grid pv/wind/diesel battery hybrid energy system in jordan. In *2021 12th International Renewable Engineering Conference (IREC)*, pages 1–7. IEEE, 2021.
- [35] *CGrid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*.
- [36] Imene Yahyaoui. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies : Volume 1 : Solar and Wind Energies*. Elsevier Science, 2018.
- [37] Ibrahim Abdallah. Bond graph hybride piloté par événements : Application : système d'énergie renouvelable hybride pour la production et le stockage de l'hydrogène. 2017.
- [38] Ionel Dan M Blaabjerg, Frede. *Renewable energy devices and systems with simulations in MATLAB and ANSYS*. CRC Press, 2017.

- [39] Kirçiçek Yagmur Aktas, Ahmet. *Solar Hybrid Systems : Design and Application*. Academic Press, 2021.
- [40] felix a. farret M. godoy simões. *Modeling Power electronics and interfacing energy conversion system*. WILEY, 2017.
- [41] Hong Ye Fang Lin Luo. *Advanced DC/AC inverters : applications in renewable energy*. Taylor , Francis, 2013.
- [42] Mahammad A Hannan, Mohammad Faisal, Pin Jern Ker, Looe Hui Mun, Khadija Parvin, Teuku Meurah Indra Mahlia, and Frede Blaabjerg. A review of internet of energy based building energy management systems : Issues and recommendations. *Ieee Access*, 6 :38997–39014, 2018.
- [43] Luminita et Munteanu Daniel Marinescu, Corneliu et Barote. Système de batterie pv avec contrôle amélioré pour l'intégration du micro-réseau. In *Conférence internationale 2016 sur l'électricité appliquée et théorique (ICATE)*, pages 1–6.
- [44] Merzak Aimene. *Services au système et gestion d'interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore*. PhD thesis, 2016.
- [45] Adam Mirecki. *Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.
- [46] Samira Hamecha. *Etude et commande d'une éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents*. PhD thesis, Université Mouloud Mammeri, 2013.
- [47] KHERFANE SAMIR. *Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisée par une liaison HVDC hybride*. PhD thesis, 2019.
- [48] François Dubé. *Conception et comparaison des performances de stratégies de commande PI et DAC appliquées au calage variable d'une éolienne de 10 kw*. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2014.
- [49] Haibo Zhang. *Analysis and performance enhancement of a series parallel offshore wind farm topology integrated into a HVDC grid*. PhD thesis, Lille 1, 2017.
- [50] Djamel Ikni. *Production d'énergie marine : Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé*. PhD thesis, Le Havre, 2014.
- [51] D Grenier, S Yala, and J-P Louis. Définition d'extensions de la transformation de park pour la commande de moteurs synchrones à aimants permanents montés en surface. *The European Physical Journal-Applied Physics*, 1(2) :233–246, 1998.
- [52] Venkata Yaramasu and Bin Wu. *Model predictive control of wind energy conversion systems*. John Wiley & Sons, 2016.
- [53] Seyedkazem Hosseini. *Integration of photovoltaic systems in cold regions*. PhD thesis, Université du Québec en Outaouais, 2019.
- [54] Rabah Araria, Karim Negadi, Mohamed Boudiaf, and Fabrizio Marignetti. Non-linear control of dc-dc converters for battery power management in electric vehicle application.
- [55] ARARIA Rabah. *Contribution à la Modélisation et la Commande d'un Véhicule Electrique Hybride à Architecture Série/Parallèle (Étude Théorique et Expérimentale)*. PhD thesis, Ibn-Khaldoun de Tiaret, 2020.
- [56] S Belakehal, H Benalla, and A Bentounsi. Power maximization control of small wind system using permanent magnet synchronous generator. *Revue des énergies Renouvelables*, 12(2) :307–319, 2009.
- [57] Seghir Benhalima. *Modélisation et contrôle des systèmes éoliens-solaire intégrés au réseau VSC-HVDC*. PhD thesis, École de technologie supérieure, 2019.
- [58] Muhammad H Rashid. *Power electronics handbook : devices, circuits and applications*. Elsevier, 2010.

- [59] Kumaran Nathan, Saikat Ghosh, Yam Siwakoti, and Teng Long. A new dc–dc converter for photovoltaic systems : coupled-inductors combined cuk-sepic converter. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 34(1) :191–201, 2018.
- [60] Rathika Kannan and Srinath Subbaraman. Solar powered modified coupled inductor, capacitor multiplier boost converter operated three-phase small power inverter. *International Journal of Circuit Theory and Applications*, 49(3) :683–703, 2021.
- [61] A Dannier, M Coppola, and P Guerriero. Enhanced mppt algorithm for multilevel pv inverter. In *2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, pages 847–852. IEEE, 2018.
- [62] Suresh Pendem, Suneel Raju et Mikkili. Atténuation des effets de couplage croisé dans les systèmes pv-d-mppt avec configuration tct des convertisseurs intégrés à chaîne à l’aide de l’algorithme inc.
- [63] Frede Blaabjerg and Ke Ma. Wind energy systems. *Proceedings of the IEEE*, 105(11) :2116–2131, 2017.
- [64] Devashish Jha. A comprehensive review on wind energy systems for electric power generation : Current situation and improved technologies to realize future development. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 7(4) :1786–1805, 2017.
- [65] Youcef Djeriri, Hamza Mesai Ahmed, and Zinelaabidine Boudjema. Commande à structure variable de la machine asynchrone à double alimentation destinée à la production d’énergie éolienne. 2018.
- [66] Mohamed Moez Belhaouane, Khaled Almaksour, Lampros Papangelis, Oleg Gomofov, Frédéric Colas, Thibault Prévost, Xavier Guillaud, and Thierry H Van Cutsem. Implementation and validation of a model predictive controller on a lab-scale three-terminal mtdc grid. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021.
- [67] Flabio Alberto, Bardemake Batista, and Ivo Barbi. Space vector modulation applied to three-phase three-switch two-level unidirectional pwm rectifier. In *Twenty-First Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC’06.*, pages 7–pp. IEEE, 2006.
- [68] Guanghai Gong, Marcelo Lobo Heldwein, Uwe Drofenik, Johann Minibock, Kazuaki Mino, and Johann W Kolar. Comparative evaluation of three-phase high-power-factor ac-dc converter concepts for application in future more electric aircraft. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 52(3) :727–737, 2005.
- [69] Amr Ahmed A Radwan and Yasser Abdel-Rady I Mohamed. Grid-connected wind-solar cogeneration using back-to-back voltage-source converters. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(1) :315–325, 2019.
- [70] Zichao Ye, Yutian Lei, Zitao Liao, and Robert Carl Nikolai Pilawa-Podgurski. Investigation of capacitor voltage balancing in practical implementations of flying capacitor multilevel converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2021.
- [71] Andrew Stillwell, Enver Candan, and Robert CN Pilawa-Podgurski. Active voltage balancing in flying capacitor multi-level converters with valley current detection and constant effective duty cycle control. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(11) :11429–11441, 2019.
- [72] Weiqiang Chen, Ethan Hotchkiss, and Ali Bazzi. Reconfiguration of npc multilevel inverters to mitigate short circuit faults using back-to-back switches. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 3(1) :46–55, 2018.
- [73] Frede Blaabjerg, Marco Liserre, and Ke Ma. Power electronics converters for wind turbine systems. *IEEE Transactions on industry applications*, 48(2) :708–719, 2011.
- [74] Anni et Mao Shiqi et Wang Tingting et Yu Dongsheng et Deng Xianming Ye, Zongbin et Chen. Un nouveau convertisseur de source de tension à trois niveaux pour la conversion ac-dc-ac. *Energies*, 11 :1147.
- [75] Bimal K Bose. Power electronics and motion control-technology status and recent trends. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 29(5) :902–909, 1993.
- [76] Hajer Marzougui, Ameni Kadri, Jean-Philippe Martin, Mansour Amari, Serge Pierfederici, and Faouzi Bacha. Implementation of energy management strategy of hybrid power source for electrical vehicle. *Energy Conversion and Management*, 195 :830–843, 2019.

- [77] Ramakrishnan Venkatraman and Siddhartha Kumar Khaitan. A survey of techniques for designing and managing microgrids. In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–5. IEEE, 2015.
- [78] Jackson John Justo, Francis Mwasilu, Ju Lee, and Jin-Woo Jung. Ac-microgrids versus dc-microgrids with distributed energy resources : A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 24 :387–405, 2013.
- [79] A Salem and MA Abido. T-type multilevel converter topologies : A comprehensive review. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 44(3) :1713–1735, 2019.
- [80] Lennart Ängquist, Arif Haider, Hans-Peter Nee, and Hongbo Jiang. Open-loop approach to control a modular multilevel frequency converter. In *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, pages 1–10. IEEE, 2011.
- [81] BERKANI. A. *Technique de commande intelligente d'un convertisseur statique triphasé multiniveaux pour l'intégration d'une ferme éolienne au réseau électrique*. PhD thesis, Ibn-Khaldoun de Tiaret, 2020.
- [82] Abdelkader Bouarfa. *Méthodes de commande par allocation de convertisseurs statiques polyphasés, multi-niveaux—De la modélisation à la mise en œuvre temps-réel—*. PhD thesis, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2017.
- [83] Sana Othman, Mohamad Alaaeddin Alali, Lassaad Sbita, Jean-Pierre Barbot, and Malek Ghanes. Modeling and control design based on petri nets tool for a serial three-phase five-level multicellular inverter used as a shunt active power filter. *Energies*, 14(17) :5335, 2021.
- [84] Rami Troudi. *Étude, conception et structure de commande temps réel d'un onduleur multiniveau à partir d'une seule source DC ; applications énergies renouvelables et véhicules électriques*. PhD thesis, Université de Poitiers ; Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs de Tunis, 2021.
- [85] Abdelkader Bouarfa, Marc Bodson, and Maurice Fadel. Méthode d'allocation pour la commande en tension et l'équilibrage actif d'un onduleur multicellulaire à condensateurs flottants. *Automatique Control*, 2(1), 2018.
- [86] Saber Laamiri. *Commande des systèmes électriques : machines synchrones et convertisseurs multi-niveaux*. PhD thesis, École centrale de Nantes, 2019.
- [87] Abdelhakim Belkaid. *onception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome*. PhD thesis, 2018.
- [88] Youssra Rais, Alia Zakriti, and Abdellatif Khamlichi. Recherche du point maximum de puissance d'un module photovoltaïque. *PUBLIC CIBLE*.
- [89] Ayman Alhejji and Yasser Bouzid. Robust adaptive pi controller of low voltage ride-through for pmsg-based wind turbine. In *2019 6th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT)*, pages 1233–1237. IEEE, 2019.
- [90] MS Merzoug, H Benalla, and L Louze. Nonlinear control of permanent magnet synchronous generators (pmsg) using feedback linearization. *Revue des énergies renouvelables*, 14(2) :357–367, 2011.
- [91] A Arther Jain, B Justus Rabi, and SS Darly. Application of qocgwo-rfa for maximum power point tracking (mppt) and power flow management of solar pv generation system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7) :4122–4136, 2020.
- [92] A Benamor, MT Benchouia, K Srairi, and MEH Benbouzid. A novel rooted tree optimization apply in the high order sliding mode control using super-twisting algorithm based on dtc scheme for dfig. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 108 :293–302, 2019.
- [93] Sara Mensou, Ahmed Essadki, Tamou Nasser, and Badr Bououlid Idrissi. An efficient nonlinear backstepping controller approach of a wind energy conversion system based on a dfig. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 7(4) :1520–1528, 2017.
- [94] Abdelkrim MBenchabib. *Advanced Control of AC / DC Power Networks : System of Systems Approach Based on Spatio-temporal Scales*. Wiley-ISTE, 2015.

- [95] HWD Hettiarachchi, KTM Udayanga Hemapala, and AG Buddhika P Jayasekara. Review of applications of fuzzy logic in multi-agent-based control system of ac-dc hybrid microgrid. *IEEE Access*, 7 :1284–1299, 2018.
- [96] Andrés Peña Asensio, Santiago Arnaltes Gómez, Jose Luis Rodriguez-Amenedo, Manuel García Plaza, Joaquín Eloy-García Carrasco, Jaime Manuel Alonso-Martínez de las Morenas, et al. A voltage and frequency control strategy for stand-alone full converter wind energy conversion systems. *Energies*, 11(3) :474, 2018.
- [97] George C. Verghese Soumitro Banerjee. *Nonlinear Phenomena in Power Electronics :attractors,bifurcations,chaos,and nonlinear control*. Wiley-IEEE Press, 2015.
- [98] Taoufik Qoria, Francois Gruson, Philippe Delarue, Frédéric COLAS, Philippe LE MOIGNE, and X Guillaud. Contrôle du convertisseur modulaire multiniveaux connecté à une source dc inductive. 2018.
- [99] Bianca Carlo et al. *Une théorie de modélisation pour l’optimisation de la distribution des sources d’énergie basée sur les méthodes de la physique statistique généralisée*. PhD thesis, CY Cergy Paris Université, 2020.
- [100] Rabiaa Gammoudi, Houda Brahmi, and Othman Hasnaoui. Principle of modified incremental conductance sliding mode mppt control applied of photovoltaic system. In *Proceedings of the 5th International Conference on Green Energy and Environmental Engineering, GEEE’2018*, 2018.
- [101] Sarah Bouradi, Rabah Araria, Karim Negadi, and Fabrizio Marignetti. Nonlinear control of permanent magnet synchronous motor for high performances electric vehicle nonlinear control of permanent magnet synchronous motor for high performances electric vehicle.
- [102] Maria Skyllas-Kazacos and Michael Kazacos. State of charge monitoring methods for vanadium redox flow battery control. *Journal of Power Sources*, 196(20) :8822–8827, 2011.
- [103] Minh Ta Cao et al. *Commande numérique de machines asynchrones par logique floue*. Citeseer, 1997.
- [104] Gérard Dreyfus, JM Martinez, M Samuelides, MB Gordon, F Badran, S Thiria, and L Hérault. *Réseaux de neurones*, volume 39. Eyrolles Paris, 2002.
- [105] Hacil Mahieddine. Amélioration des performances des energies eoliennes. 2017.
- [106] W Perruquetti. et barbot j p. *Ecole Nationale Supérieure d’Electronique et de ses Applications Cergy-Pontoise, France), Sliding Mode Control In Engineering*, 2002.
- [107] Adel Merabet, Hisham Eshaft, and Aman A Tanvir. Power-current controller based sliding mode control for dfig-wind energy conversion system. *IET Renewable Power Generation*, 12(10) :1155–1163, 2018.
- [108] Eduardo Palomar Lever SSergey Ryvkin. *Sliding mode control for synchronous electric drives*. CRC Press, 2012.
- [109] Bin Xu and Pengchao Zhang. Composite learning sliding mode control of flexible-link manipulator. *Complexity*, 2017, 2017.
- [110] Jazmin Zenteno Torres. *Sliding mode control with fault tolerance capacities : application to a rendezvous mission in a circular orbit*. PhD thesis, Bordeaux, 2020.
- [111] M JOAO LUCAS DA SILVA. En vue de l’obtention du.
- [112] Jianzhong Zhang, Shuai Xu, Xing Hu, and Yaodong Zhu. Voltage balancing control of hybrid stacked multicell converters based on modified phase-shifted pwm. *IEEE Access*, 7 :25589–25602, 2019.
- [113] Meryem BENAKCHA. *Contribution à la commande d’un système éolien basé sur une génératrice asynchrone double étoile ‘GASDE’*. PhD thesis, Université de M’sila, 2019.
- [114] Bachir Boumediene, Attalah Smaili, Tayeb Allaoui, Abderrahmane Berkani, and Fabrizio Marignetti. Backstepping control strategy for multi-source energy system based flying capacitor inverter and pmsg. *Przegląd Elektrotechniczny*, 97, 2021.

- [115] Daoud Rezzak, Abdelkader Sitayeb, Yahia Houam, Khaled Touafek, and Nasserline Boudjerda. Gestion du transfert d'énergie dans un système hybride autonome à base des modules photovoltaïque.
- [116] Tianlei Zang, Jieyu Lei, Xiaoguang Wei, Tao Huang, Tao Wang, Mario J Pérez-Jiménez, and Hua Lin. Adjacent graph based vulnerability assessment for electrical networks considering fault adjacent relationships among branches. *IEEE Access*, 7 :88927–88936, 2019.
- [117] Mohamed Amine Djema. *Intégration des centrales solaires PV et CSP dans les micro-réseaux électriques*. PhD thesis, 2019.
- [118] Timothy C Green and M Prodanović. Control of inverter-based micro-grids. *Electric power systems research*, 77(9) :1204–1213, 2007.
- [119] Tsao-Tsung Ma. Power quality enhancement in micro-grids using multifunctional dg inverters. In *Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists*, volume 2, pages 14–16, 2012.
- [120] Mohammad H Moradi, Vahid Bahrami Foroutan, and Mohammad Abedini. Power flow analysis in islanded micro-grids via modeling different operational modes of dgs : A review and a new approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69 :248–262, 2017.

ملخص

الطاقة والاستدامة قضيتان تواجها العالم اليوم. ينظر إلى الطاقة المتجددة على أنها طريقة واعدة لحل هذه المشكلات حيث تم تطوير الشبكات الذكية لتحسين كفاءة الطاقة وأمن ومرونة أنظمة الطاقة. يمكن القول إن دمج مصادر الطاقة المتجددة وغيرها من مصادر الطاقة الموزعة في الشبكات الذكية، غالباً عن طريق المحولات الثابتة، هو أكبر "حدود جديدة" لتطورات الشبكة الذكية. يجب التحكم في المحولات الثابتة المتقدمة بشكل صحيح بحيث لا يضر تكاملها باستقرار وأداء أنظمة الطاقة ويتم بناء العمود الفقري التقني القوي لوظائف وخدمات الشبكة الذكية الأخرى.

تم نمذجة عدة أنواع من المحولات المتقدمة وتحليلها فيما يتعلق بقوانين التحكم المناسبة بهدف تحسين أداء النظام الهجين. في البداية، تم تطوير عنصر تحكم يعتمد على منظمات PI الكلاسيكية. تم تنفيذ الضوابط غير الخطية القائمة على تقنية الوضع المنزلق في الخطوة الثانية. أجريت اختبارات محاكاة لاستغلال الأساليب المقترحة في مجال إنتاج الكهرباء. تظهر العروض التي تم الحصول عليها فائدة هذا النظام من أجل إدارة أفضل للطاقة لشبكة كهربائية هجينة والتحكم المثالي في ظل ظروف تشغيل مختلفة، خاصة في التشغيل الاسمي في ظل وجود اضطراب في التغير المفاجئ للحمل وحتى في حالة حدوث ذلك. من خطأ من جانب الشبكة. تم اختبار النظام بأكمله عن طريق المحاكاة العددية وتم تحليل النتائج بدقة ووجد أنها مرضية للغاية.

الكلمات المفتاحية:

الطاقة المتجددة الهجينة، الكهروضوئية، الرياح، المحولات الثابتة المتقدمة، شبكة الطاقة، الوضع المنزلق.

Abstract :

Energy and sustainability are two major issues facing the world today. Renewable energy has been seen as a promising way to solve these problems as smart grids developed to improve the energy efficiency, security and resiliency of power systems. Integrating renewables and other distributed energy sources into smart grids, often via static converters, is arguably the biggest "new frontier" for smart grid advancements. Advanced static converters need to be properly controlled so that their integration does not compromise the stability and performance of power systems and a strong technical backbone is built for other smart grid functions and services.

Several types of advanced converters have been modeled and analyzed in relation to their appropriate control laws with the aim of improving the performance of the hybrid system. Initially, a control based on the classic PI regulators was developed. The nonlinear controls based on the sliding mode technique were implemented in a second step. Simulation tests were carried out in order to exploit the approaches proposed in the field of electricity production. The performances obtained show the usefulness of this system for a better management of the energy of a hybrid electric network and an ideal control under different operating conditions, mainly in nominal operation in the presence of disturbance of sudden variation of the load and even in the event of a fault on the network side. The whole system has been tested by numerical simulation and the results have been thoroughly analyzed and have been found to be very satisfactory.

Keywords:

Hybrid renewable energy, PV, wind, advanced static converters, power grid, sliding mode.

Résumé :

L'énergie et la durabilité sont deux problèmes majeurs auxquels le monde est confronté aujourd'hui. Énergie renouvelable a été considérée comme un moyen prometteur de résoudre ces problèmes alors que les réseaux intelligents développés pour améliorer l'efficacité énergétique, la sécurité et la résilience des systèmes électriques. En intégrant énergies renouvelables et autres sources d'énergie distribuées dans des réseaux intelligents, souvent via des convertisseurs statiques, est sans doute la plus grande « nouvelle frontière » pour les progrès des réseaux intelligents. Les convertisseurs statiques avancés doivent être correctement contrôlés afin que leur intégration ne compromette pas la stabilité et les performances des systèmes électriques et une solide épine dorsale technique est constituée pour les autres fonctions et services des réseaux intelligents.

Plusieurs types de convertisseurs avancés ont été modélisés et analysés en rapport avec leurs lois de commande appropriées dans le but d'améliorer les performances du système hybride. Dans un premier temps, une commande basée sur les régulateurs classiques PI a été élaborée. Les commandes non linéaires basées sur la technique mode glissant ont été implantées dans un deuxième temps. Des tests de simulations ont été effectués afin d'exploiter les approches proposées dans le domaine de production électrique. Les performances obtenues montrent l'utilité de ce système pour une meilleure gestion de l'énergie d'un réseau électrique hybride et un contrôle idéal dans différentes conditions de fonctionnement, principalement en fonctionnement nominal en présence de perturbation de variation brusque de la charge et même en cas de défaut du côté réseau. L'ensemble du système a été testé par simulation numérique et les résultats ont été minutieusement analysés et se sont avérés très satisfaisants.

Les mots clés :

Énergie renouvelable hybride, PV, éolienne, convertisseurs statiques avancés, réseau électrique, mode glissant.